

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»



А.Ю. Домников
Л.В. Домникова

РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

МОНОГРАФИЯ

Екатеринбург 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»

А.Ю. Домников

Л.В. Домникова

РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

Екатеринбург 2016

УДК 621.311:658
ББК 65.304.14
Д 66

*Издание осуществлено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 16-06-00317,
не подлежит продаже*

Рецензент:

Петров М.Б. – руководитель Центра развития и размещения производственных сил Института экономики Уральского отделения РАН, доктор технических наук

Научный редактор:

Ходоровский М.Я. – зав. кафедрой «Банковский и инвестиционный менеджмент» ФГАОУ ВО УрФУ, доктор экономических наук, профессор

Домников А.Ю., Домникова Л.В.

Д66 Развитие систем когенерации энергии в условиях кризиса / А.Ю.Домников. Л.В. Домникова. Екатеринбург: ФГАОУ ВО УрФУ, «Издательство УМЦ УПИ», 2016. 349 с.

В монографии рассматриваются теоретико-методологические аспекты конкурентного развития системы когенерации энергии. Предложена система информационно-аналитического обеспечения конкурентного развития систем когенерации энергии, позволяющая проводить диагностику и прогнозирование уровня конкурентоспособности когенерационных энергоисточников, в зависимости от вариантов и структуры источников финансирования инвестиций. Разработан методический подход к проведению комплексной экономической оценке направлений развития когенерационных энергоисточников. Предложена стратегия наращивания конкурентных преимуществ систем когенерации энергии, которая включает в себя стратегическую архитектуру конкурентного развития и организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности.

Представляет интерес для научных работников, специалистов энергокомпаний, аспирантов и студентов экономических и технических специальностей высших учебных заведений.

Библиогр.: 240 назв. Табл. 26. Рис. 34. Прил. 9.

УДК 621.311:658
ББК 65.304.14

ISBN 978-5-8295-0444-2

© Домников А.Ю., Домникова Л.В., 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	3
Введение	6
Глава 1. Теоретико-методологические аспекты конкурентного развития системы когенерации энергии	9
1.1. Концептуальные основы функционирования и развития системы когенерации энергии в условиях конкуренции	9
1.1.1. Централизованная система когенерации энергии	20
1.1.2. Распределенная система когенерации энергии	26
1.2. Актуальные проблемы конкурентного развития системы когенерации энергии	34
1.3. Специфика территориального энергорынка и конкурентного развития системы когенерации энергии	45
Глава 2. Информационно-аналитическое обеспечение конкурентного развития системы когенерации энергии	66
2.1. Концепция формирования и функционирования мониторинга	66
2.2. Формирование объектов мониторинга	70
2.3. Методический подход к формированию системы индикативных показателей	81
Глава 3. Диагностика и прогнозирование уровня конкурентноспособности когенерационных энергоисточников	86
3.1. Диагностика конкурентоспособности когенерационных энергоисточников	86
3.1.1. Методические аспекты индикативного анализа	89
3.1.2. Характеристика конкурентоспособности ТГК-9	97
3.2. Прогнозирование уровня конкурентоспособности когенерационных энергоисточников	109
Глава 4. Развитие конкурентных преимуществ системы когенерации энергии	128

4.1. Оценка конкурентных преимуществ централизованной системы когенерации энергии.....	131
4.1.1. Совершенствование структуры когенерационных.....	131
4.1.2. Оптимизация топливопотребления	147
4.1.3. Экономическая эффективность направлений развития когенерационных энергоисточников	162
4.2. Оценка конкурентных преимуществ распределенной системы когенерации энергии.....	190
Глава 5. Стратегия наращивания конкурентных преимуществ системы когенерации энергии.....	210
5.1. Стратегическая архитектура конкурентного развития системы когенерации энергии.....	210
5.2. Организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности.....	229
5.2.1. Организационные аспекты финансирования инвестиций	229
5.2.2. Оценка инвестиционного потенциала стратегических решений по активизации инвестиционной деятельности	250
5.3. Возможности наращивания конкурентных преимуществ когенерационных энергоисточников за счет повышения надежности тепловых сетей.....	255
Заключение.....	264
Библиографический список.....	268
Приложения	290
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Объекты мониторинга и система индикативных показателей	291
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Методики кластерного и дискриминантного анализа	304
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Прогнозирование уровня конкурентоспособности	310
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Формирование переменных оптимизационной	314
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Оценка экономической эффективности развития когенерационных энергоисточников	317

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Методика многокритериального анализа вариантов развития.....	328
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 Оценка экономической эффективности газогенераторных ТЭЦ-ДВС	334
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 Методика оценки эффективности модернизации.....	341
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 Схемы резервирования тепловых сетей	347

ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции развития электроэнергетики характеризуются, как процессами реструктуризации, инициирующими коммерческую активность энергокомпаний, так и возрастанием конкурентного напряжения на рынках электрической и тепловой энергии. Эти условия приводят к появлению специфических форм конкурентной борьбы в сфере генерации энергии, которые связаны с реализацией конкурентных преимуществ генерирующих энергоисточников различных типов и мощностей за счет повышения их эффективности и надежности.

Связующим звеном между системной электроэнергетикой и потребителем, а также основой обеспечения на территориальном уровне таких процессов, как электрификация и теплофикация, являются когенерационные энергоисточники (КЭИ), осуществляющие совместную выработку электрической и тепловой энергии с помощью теплофикационных энергоустановок, которые образуют систему когенерации энергии (СКЭ).

Наиболее сложной продолжает оставаться обстановка на рынке тепловой энергии, которая характеризуется обострением конкуренции в результате сооружения собственных теплогенерирующих энергоисточников на промышленных предприятиях и в жилищно-коммунальном секторе. Ситуация усложняется, когда на рынке электрической энергии, КЭИ начинают терять свои конкурентные преимущества из-за сезонного спада тепловых нагрузок. Это негативно отражается на их технико-экономических показателях и конечном итоге на конкурентоспособности. С учетом этих обстоятельств, прежние подходы к организации управления развитием электроэнергетики, уступают место принципам создания высокоэффективных методов конкурентного развития СКЭ.

Изменение приоритетов функционирования СКЭ, под влиянием конкурентной среды, в направлении качественного развития КЭИ актуализирует вопросы, связанные с повышением их эффективности и надежности. В этих условиях усиливается интерес к мониторингу состояния СКЭ и диагностике конкурентоспособности КЭИ. Главным направлением развития методологии конкурентного развития СКЭ, в том числе и в решении проблемы снижения рисков развития, становится разработка методического аппарата, который сможет повысить обоснованность выбора вариантов развития СКЭ, которые позволят КЭИ органично вписаться в конкурентную среду на территориальном энергорынке, и в полной мере реализовать свои конкурентные преимущества.

В российской региональной электроэнергетике, сохраняющей значение базовой инфраструктурной отрасли, достаточно активно идет процесс привлечения инвестиций в развитие генерирующих энергоисточников. Это делает актуальной проблему создания стратегии наращивания конкурентных преимуществ СКЭ на основе новой архитектуры конкурентного развития и совершенствования организационно-экономического механизма активизации инвестиционной деятельности предполагающего использование наиболее эффективных схем финансирования инвестиций.

Реализацию конкурентных преимуществ КЭИ невозможно осуществить без привлечения инвестиций в объеме, достаточном для повышения надежности тепловых сетей. Повышение надежности тепловых сетей является одной из основных задач повышения конкурентоспособности КЭИ, которая должна решаться одновременно с принятием стратегических решений по реализации их конкурентных преимуществ. Эта задача состоит в выборе рациональных вариантов развития тепловых сетей которые при минимальных затратах, обеспечат повышение конкурентоспособности КЭИ.

Недостаточная разработанность теоретических и методических вопросов конкурентного развития СКЭ энергии с позиции оценки конкурентных возможностей КЭИ, отсутствие методических подходов к выявлению кон-

курентных преимуществ когенерации по сравнению с отдельной выработкой электрической и тепловой энергии, а также необходимость использования новых принципов и инструментов для развития конкурентных преимуществ когенерации предопределили актуальность проведенного исследования.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КОНКУРЕНТНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

1.1. Концептуальные основы функционирования и развития системы когенерации энергии в условиях конкуренции

Электроэнергетика представляет собой инфраструктурную отрасль, включающую в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи, оперативно-диспетчерского управления, а также сбыта и потребления электрической и тепловой энергии. Она является базовой отраслью экономики страны, оказывающей существенное влияние на развитие промышленности и обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, а также устойчивое ее развитие являются важнейшим фактором экономической и социальной стабильности государства.

Электроэнергетика является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, придавая ему единство, благодаря широкой взаимозаменяемости различных видов топлива, используемых для производства электроэнергии. С одной стороны, она является основным рычагом целенаправленного воздействия на структуру ТЭК путем вовлечения в энергобаланс новых источников энергии. С другой стороны, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является крупнейшим потребителем топлива, поэтому находится в сильной зависимости от условий формирования ТЭК.

ЕЭС имеет тесные многообразные связи не только с другими системами энергетики (нефте-, угле- и газоснабжения, ядерной энергетикой), но и со многими отраслями экономики (машиностроение, металлургия и др.). Наиболее сильно эти связи проявляются при выборе используемого энергоносителя (в частности, глубины электрификации), выборе размещения и ви-

дов технологических процессов энергоемких потребителей через поставки оборудования для сооружения энергогенерирующих объектов.

В промышленно развитых регионах России существуют предпосылки для ускоренного роста экономики, который уже в ближайшее время будет весьма затруднен, благодаря отставанию в развитии, растущего износа генерирующих мощностей и малоэффективного, в условиях конкуренции, управления развитием. Это, несомненно, приведет к увеличению дефицита электрической и тепловой энергии.

Из-за значительного влияния на структуру, размещение и эффективность функционирования региональной экономики особенно важной становится роль генерации энергии – наиболее инерционного звена процессов электрификации и теплофикации, которое должно получать опережающее развитие по отношению к энергопотребляющему сектору.

Центростремительные тенденции в российской электроэнергетике привели к появлению в генерации энергии двух взаимосвязанных систем. В первую входят электрогенерирующие мощности крупных тепловых, атомных и гидравлических электростанций, которые обеспечивают в основном энерго-мощностные балансы в энергосистемах, надежное функционирование ЕЭС страны в целом и поддержание в ней стандартных параметров качества электрической электроэнергии. Вторая система генерации относится к территориальному уровню и образует, так называемую, **систему когенерации энергии (СКЭ)**. В рамках этой системы осуществляется совместная выработка электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), при этом она отличается меньшим уровнем концентрации и централизации энергетического производства по сравнению с первой, а также определяет структуру региональной системы генерации энергии.

Структура региональной системы генерации энергии, с выделением в ней СКЭ, показана на рис. 1.1.

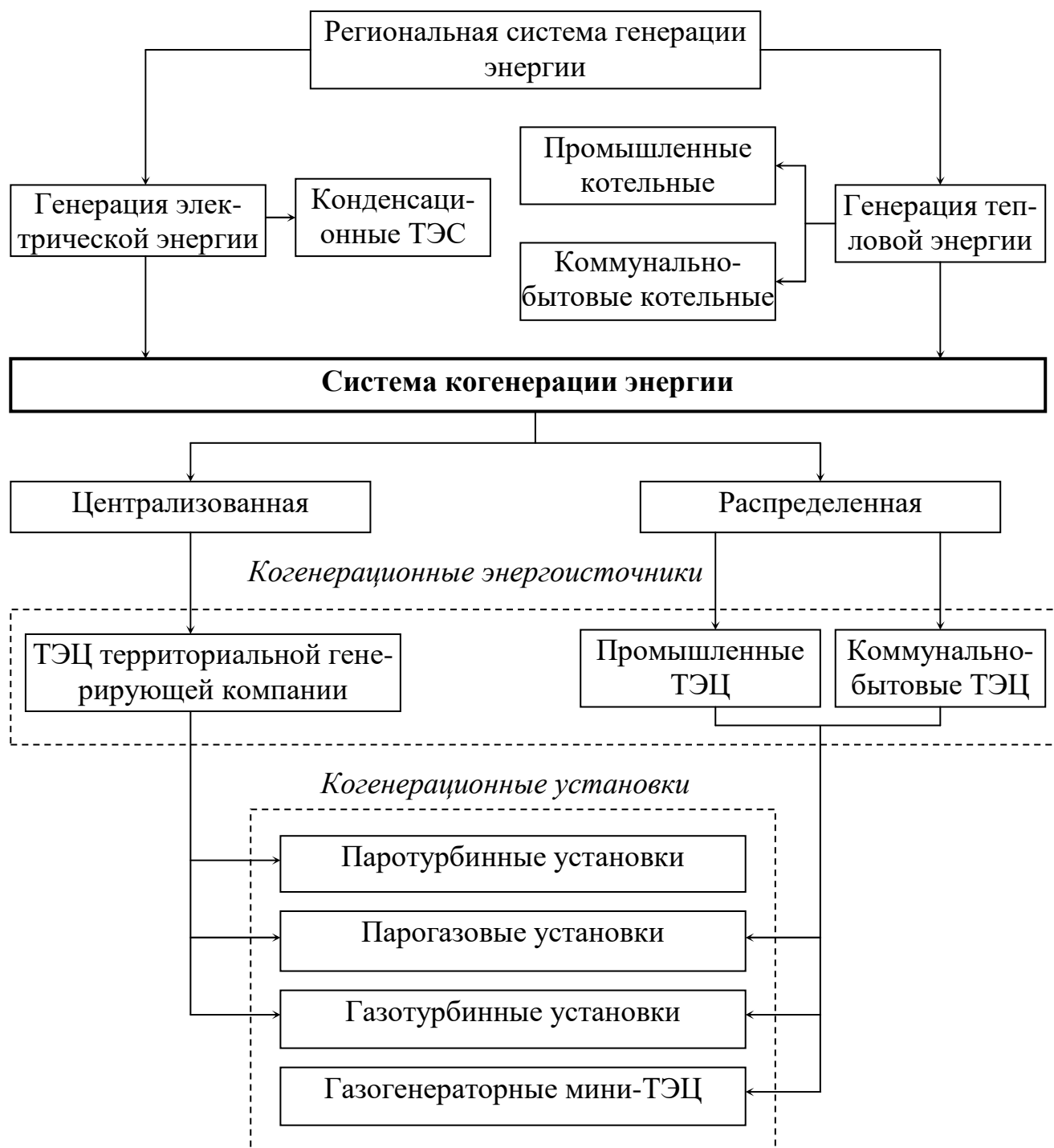


Рис. 1.1. Структура региональной системы генерации энергии

Основу региональной системы генерации энергии составляет СКЭ, которая делится на:

1) централизованную, состоящую в основном из КЭИ теплофикационного типа – ТЭЦ, входящих в состав территориальной генерирующей компании (ТГК);

2) распределенную, состоящую из КЭИ средней и малой мощности, расположенных вблизи центров энергетических нагрузок, в том числе обслуживающие отдельные группы и единицы потребителей (обычно на удаленных территориях региона).

При рациональном сочетании централизованная и распределенная системы могут взаимно дополнять друг друга и позволяют создать достаточно гибкую СКЭ на территории, являющуюся ключевым звеном в региональной системе генерации энергии. Такая СКЭ способна надежно обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией, и успешно конкурировать с энергоисточниками, осуществляющими раздельную генерацию энергии, за счет реализации конкурентных преимуществ когенерации.

С точки зрения системного подхода СКЭ представляет собой открытую систему, обладающую целостным единством связанных между собой частей – централизованной и распределенной СКЭ, каждую из которых можно разделить на более мелкие элементы – КЭИ и установки, совокупность отношений между которыми образует структуру СКЭ.

Существование и эволюция СКЭ как открытой системы зависит, с одной стороны, от ее внутреннего устройства, а с другой – от взаимодействия с внешней средой. В этом взаимодействии ее уровень конкуренции может повышаться или уменьшаться в результате развития конкурентной среды в генерации энергии на территории.

Конкурентное развитие СКЭ представляет собой эволюционный процесс, связанный с усложнением ее организации в условиях действия внешних сил, определяемых рыночной средой. Проблема повышения уровня конкурентоспособности КЭИ связана с дифференциацией СКЭ на централизованную и распределенную, а также с усложнением ее структуры и ростом уровня организации.

Поскольку СКЭ является эволюционирующей системой, в которой происходит рост уровня организации, то ее можно отнести к развивающейся.

В результате развития систем возникает закономерность, проявляющаяся в процессе перехода из одного состояния в другое. С философской точки зрения это связано с тремя моментами¹: а) исчезает что-то старое; б) появляется что-то новое; в) что-то из старого сохраняется и переносится в новое. В соответствии с этими моментами развитие системы осуществляется через ряд последовательных стадий. Рассматривая такой ряд, можно обнаружить, что в процессе конкурентного развития СКЭ, с одной стороны, переходит от некоторого начального состояния к иному, качественно новому состоянию, а с другой – это новое состояние оказывается в чем-то сходным с начальным. Это выражает тот факт, что в результате конкурентного развития СКЭ переходит к качественно новому состоянию, в котором воспроизводятся некоторые черты ее начального состояния.

Таким образом, конкурентное развитие СКЭ идет противоречиво – в нем сочетаются две противоположные тенденции: одна заключается в постоянном возникновении нового, ранее не бывшего (появление конкурентов, образование новых организационных структур – ТГК), а другая – в постоянных возвратах (в измененном виде) к чему-то такому, что уже существовало в прошлом (например, технологические особенности когенерации).

Развитие конкурентной среды в генерации энергии на территории требует максимально полной реализации конкурентных преимуществ СКЭ, которые обнаруживаются при сравнении с альтернативным отдельным производством электрической и тепловой энергии на конденсационных электростанциях (КЭС) и в котельных. Эти конкурентные преимущества получаются из:

- экономии топлива;
- повышения надежности электроснабжения;
- снижения затрат на сооружение и эксплуатацию электрических и тепловых сетей;

¹ в соответствии с «законом отрицания» Г.Гегеля

– сокращения выбросов токсичных и парниковых газов.

Известно, что когенерация энергии является весьма высокоэффективной технологией с общим коэффициентом полезного действия (КПД) от 60 до 80 % [36], при этом, чем больше вырабатывается электрической энергии на тепловом потреблении (по теплофикационному режиму), тем выше КПД когенерационной установки.

Энергетические преимущества когенерации, являющиеся основой для реализации конкурентных преимуществ такой технологии перед отдельной выработкой электроэнергии на КЭС, а тепловой в котельных можно показать на следующем теоретическом примере.

Если предположить, что объемы производства условно составляют: по электрической энергии 1 кВт·ч, а тепловой 860 ккал, то расход тепла на производство единицы электрической энергии на КЭС, имеющей КПД 40 % составит 2150 ккал ($860/0,4$), а расход тепла на выработку 860 ккал тепловой энергии в котельной с КПД 85% составит 1012 ккал ($860/0,85$). Расход тепла для когенерации на ТЭЦ единицы электрической и тепловой энергии с общим КПД 80 % составит 2150 ккал ($(860+860)/0,8$). Таким образом, экономия расхода тепла топлива при когенерации энергии по отношению к отдельной выработке будет равна 32 % и составит 1012 ккал ($2150+1012-2150$).

Представленный расчет наглядно показывает экономическую целесообразность развития когенерации и демонстрирует ее главное конкурентное преимущество, заключающееся в экономии тепла при производстве энергии. Это приводит к существенному сокращению наиболее крупной – топливной составляющей в себестоимости энергии.

Таким образом, конкурентное развитие СКЭ представляет собой процесс, связанный с созданием динамично развивающихся, экономически эффективных и надежных КЭИ, входящих в состав централизованной и распределенной СКЭ, которые принимают активное участие в формировании стабильного регионального рынка электрической и

тепловой энергии при постоянном поиске новых направлений и путей реализации своих конкурентных преимуществ.

Изучение концептуальных основ формирования и развития конкурентных преимуществ СКЭ требует предварительного анализа условий ее развития и свойств, определяющих эффективность и надежность КЭИ, которые могут быть определены, как базовые для формирования методологии конкурентного развития СКЭ.

Предварительный анализ показал, что СКЭ относится к сложным искусственным системам кибернетического типа [7, 23, 24], развивающимся в следующих специфических условиях, которые необходимо учитывать при формировании и реализации конкурентных преимуществ ее КЭИ:

- относительная однородность производимой продукции (электрическая и тепловая энергии);
- высокая степень взаимозаменяемости энергетических ресурсов и энергоносителей;
- материальность объединяющих связей (линии электропередач);
- непрерывность, а в большинстве случаев и неразрывность во времени технологических процессов, подчиняющихся определенным физическим и химическим законам;
- влияние на социально-экономические процессы и природную среду;
- особая сложность систем, обусловленная множеством и разнородностью взаимодействующих элементов, а также материальных и информационных связей.

Эти условия, под влиянием которых происходит развитие конкурентных преимуществ КЭИ, определяют следующие свойства СКЭ, которые являются фундаментальными в процессе ее конкурентного развития [6, 7, 76, 125, 126, 189]:

- организованность;
- иерархичность и взаимосвязанность с внешней средой;
- многокритериальность;

- большое разнообразие состояний;
- многовариантность функционирования и развития;
- относительно устойчивый динамизм развития.

С известной степенью условности можно произвести классификацию свойств СКЭ, с выделением четырех групп, определяемых условиями конкурентного развития и системными характеристиками КЭИ формирующих структуру СКЭ [85, 126].

При проведении классификации в состав каждой из групп включены только основные свойства, непосредственно связанные с тематикой проводимых исследований.

1. Группа структурных свойств:

- целостность;
- эмерджентность;
- сложность;
- интеграционность.

2. Группа свойств развития:

- неопределенность будущих условий;
- двойственность;
- динамичность;
- стабильность;
- инерционность;
- дискретность;
- адаптивность

3. Группа свойств, характеризующих условия функционирования:

- качество энергии;
- безопасность;
- надежность;
- экологичность;

4. Группа свойств, характеризующих управляемость:

- целенаправленность;

- многосубъектность;
- многокритериальность;
- синергизм;
- экономичность.

Структурную группу образуют свойства, обусловленные строением СКЭ, то есть входящими в нее основными элементами – КЭИ.

Свойство *целостности* является одним из базовых в системном подходе к изучению конкурентного развития СКЭ. Необходимо принимать во внимание и то, что «эффект целостности» проявляется в том случае, когда целое всегда есть большее, чем простая сумма его частей. Причиной этого является организация, то есть наличие системообразующих, упорядочивающих связи, скрепляющих элементы системы в одно целое.

Свойство целостности проявляется в такой взаимозаменяемости структурных составляющих, которая придает СКЭ качественно новые – *эмерджентные* свойства, отсутствующие у каждого элемента в отдельности, и, прежде всего, возможность более эффективного выполнения функций по энергоснабжению потребителей [126, 128].

Сложность системы проявляется в многообразии генерирующих мощностей СКЭ и в их качественной разнородности, обусловленной, главным образом, различиями типов когенерационных установок. Это приводит к необходимости выделения в СКЭ соответствующих производственных структур (подсистем) (ТЭЦ, котельные, тепловые сети). В структурной группе выделено также свойство *интеграции* систем, оказывающее существенное влияние на условия их формирования и функционирования [6, 145].

Во вторую группу свойств, характеризующих конкурентное развитие СКЭ, могут быть включены свойства, подлежащие учету при прогнозировании. В эту группу входят тесно взаимодействующие между собой свойства *неопределенности* будущих условий, *динамичности*, *стабильности* и *инерционности*. Среди этих свойств центральное место отводится свойствам не-

определенности и динамичности [11, 168]. Проявление факторов *неопределенности* усугубляется большой длительностью исследуемых процессов и необходимостью прогнозирования внешних условий с высокой степенью заблаговременности. Это накладывает определенный отпечаток на изучение динамики конкурентного развития СКЭ. В теоретико-методологическом аспекте большое значение имеет *двойственность* природы систем электроэнергетики, выражающаяся в сочетании детерминированной причинности и случайности в их конкурентном развитии [62, 108, 140]. Предполагается, что существует два типа развития искусственных систем – устойчивое и неустойчивое. При развитии по устойчивому типу будущее полностью определено начальными условиями и причинностью. В этом случае неопределенность носит чисто субъективный характер, поскольку она вызывается неполнотой знаний о будущем. При развитии по неустойчивому типу неопределенность порождена объективными свойствами самих процессов конкурентного развития при прохождении через определенные точки бифуркации [108, 140]. В этих условиях будущее можно познать только, как совокупность альтернатив конкурентного развития. В системах подобного рода неопределенность связывается, главным образом, возможностями выбора разных целевых установок, порожденных условиями конкуренции.

Динамичности конкурентного развития в той или иной мере противодействует «стремление» СКЭ к стабильности, то есть к сохранению своей структуры и состояния. Это свойство в значительной степени может доминировать на отдельных этапах развития СКЭ [6, 127].

Стабильность системы в условиях конкуренции, как правило, проявляется в форме динамического равновесия, обусловленного разнонаправленностью происходящих процессов. В частности, к стабилизации уровней электропотребления может приводить осуществление энергосберегающей политики, в некоторой степени, компенсирующее рост потребления [127, 128].

Инерционность связана главным образом с реакцией системы на возможные изменения, связанные в основном с инвестиционными процессами в СКЭ [6]. Следует отметить, что значительное число когенерационных установок в ТГК обладают малой экономической инерционностью и могут вводиться практически синхронно с ростом электрических и тепловых нагрузок, то есть в соответствии с изменением со спросом на энергию. Исходя из этих обстоятельств, ТГК является основой повышения уровня электрификации в регионе, что во многом определяет общественную функцию централизованной СКЭ.

Дискретность – характеризуется скачкообразностью процессов ввода новых КЭИ и необходимостью использования стандартных типоразмеров когенерационных установок и энерготранспортных систем [6, 7].

Адаптивность связана с потенциальной способностью СКЭ приспосабливаться к меняющимся условиям конкурентной среды [6].

Следующая группа свойств, характеризующих функционирование КЭИ в условиях конкуренции, может содержать ряд свойств предыдущей группы. Однако сами формы их проявления, как правило, существенно отличаются от свойств конкурентного развития СКЭ, так как в задачах функционирования поиск оптимальных решений перемещается в область выбора эффективных состояний (параметров и режимов) КЭИ.

С учетом требований конкурентной среды к специфическим свойствам СКЭ, влияющим на уровень конкурентоспособности КЭИ можно отнести *качество* энергии, *безопасность*, *надежность*, *экологичность* [24, 32, 33, 90, 179].

Переходя к последней группе свойств, следует отметить, что в широком (кибернетическом) смысле под управлением понимается выработка решений о *целенаправленном* воздействии на процесс конкурентного развития СКЭ [6, 210].

Исходя из отмеченных общеметодологических позиций, конкурентное развитие СКЭ можно трактовать как выбор вектора развития конкурентных

преимуществ КЭИ на прогнозный период, состоящий в определении их структуры состава и параметров в СКЭ.

Многосубъектность управления обусловлена характерной структурой энергетического бизнеса и появлением в нем новых участников – конкурентов и партнеров.

В условиях конкуренции значительно расширяется круг субъектов управления СКЭ. Вследствие этого повышается значимость таких свойств управляемости системы, как *многосубъектность*, *многокритериальность*, *синергизм* (возрастание эффекта при кооперированных действиях субъектов). Расширение круга средств и механизмов регулирования (правовые, административные, хозяйственные, экономические и др.) усиливает потребность их взаимного согласования.

Свойство *экономичности* учитывается при формировании критериев конкурентного развития СКЭ. По условию экономической эффективности когенерационные установки, имеющие специфические режимные, ресурсные и природно-климатические ограничения, должны вырабатывать электроэнергию, исходя из графика тепловой нагрузки потребителя. Это свойство в наибольшей степени проявляется при реализации конкурентных преимуществ когенерации по сравнению с отдельной выработкой энергии [13, 14, 214].

1.1.1. Централизованная система когенерации энергии

В результате реформирования российской электроэнергетики, когда был демонтирован прежний региональный контур, основу которого составляли АО-энерго. Вместо них были созданы ТГК, занимающие некоторое промежуточное положение между «общесистемной» генерацией и потребляющим комплексом. Это обстоятельство создало основы для формирования централизованной СКЭ нового типа, базовым элементом которой является ТГК.

Основу структуры генерирующих мощностей ТГК составляют когенерационные паротурбинные установки (ПТУ), а в качестве перспективных можно рассматривать парогазовые (ПГУ) и газотурбинные (ГТУ) установки.

Проблема развития централизованной СКЭ в условиях конкуренции может быть связана с потерей конкурентных преимуществ и нарушением системных свойств в основном из-за высокого износа оборудования и стремления руководства ТГК к максимизации прибыли за счет интенсивной эксплуатации остаточного ресурса. Это может привести к снижению уровня конкурентоспособности КЭИ в результате:

- 1) неоптимального режима работы когенерационных установок;
- 2) увеличения расхода топлива;
- 3) роста производственных издержек.

Учитывая затратный принцип к формированию тарифов на электрическую и тепловую энергию, это в дальнейшем неизбежно приведет к росту затрат на энергию у промышленных и коммунально-бытовых потребителей.

Конкурентное развитие централизованной СКЭ должно происходить с учетом внутренних связей между ее структурными элементами, а также внешних связей с сопряженной социально-экономической системой [127].

Системные связи, в зависимости от их конкретного содержания, могут быть односторонними либо двухсторонними (разнонаправленными). Односторонние связи проявляются, как правило, в жестко детерминированных системах (подсистемах). Они наиболее характерны для задач функционирования. В задачах развития централизованной СКЭ такие связи обычно проявляются в форме тех или иных внешних ограничений, сформированных конкурентной средой [125].

Формирование связей между централизованной СКЭ предопределяется, с одной стороны, территориально-производственной системой, а с другой стороны, наличием в регионе сильно зависимых от региональной энергетики промышленных и коммунально-бытовых структур [207].

Среди специфических связей СКЭ наиболее устойчивыми являются коммунально-бытовые, при исследовании которых в целях соблюдения целостности системы можно, в известной мере, абстрагироваться от конкретных форм хозяйственных связей. Весьма важным является обеспечение принципа целостности организационной структуры централизованной СКЭ. Такой принцип, не вызывавший каких-либо сомнений в условиях естественной монополии электроэнергетики, представляется целесообразным сохранить. Это обусловлено как физико-техническими свойствами производственных процессов в централизованной СКЭ, так и сильными социально-экономическими факторами.

Внешние связи централизованной СКЭ можно разделить на четыре группы, исходя из фактора взаимодействия [137, 143, 217]:

- с электропотребляющей системой – по уровням и режимам электропотребления;
- с теплоснабжающими системами – по уровню теплофикации;
- с топливоснабжающими системами – по ресурсам и качеству топлива;
- с электромашиностроением – по энергетическому оборудованию и технологиям.

В рамках централизованной СКЭ наиболее тесным представляется взаимодействие между электроэнергетическими и теплоснабжающими системами в ТГК, так как они имеют общие элементы – ТЭЦ, на которых осуществляется когенерация энергии [85, 215].

Кроме того, имеются весьма важные связи с внешней средой неэнергетического характера, а именно:

- с производственным комплексом региона [8, 137];
- с социальной сферой [231];
- с окружающей средой [191, 221, 234];
- с инвестиционным комплексом [39, 40, 195, 196].

Связи с производственным комплексом осуществляются, с одной стороны, опосредованно через развитие электропотребляющей системы. С другой стороны, ТГК участвуют в формировании непосредственных связей с потребителями электрической и тепловой энергии.

Определенный интерес могут также представлять связи, обусловленные диверсификацией энергетического производства, в частности, путем использования промышленных отходов – золошлаковых остатков в строительстве и сбросного тепла в сельском хозяйстве.

Связи с социальной сферой имеют многосторонний характер и включают условия обеспечения энергетической безопасности региона, развития социальной инфраструктуры, обеспечения трудовыми ресурсами и т.д.

Весьма сложным и во многом противоречивым является взаимодействие электроэнергетики с окружающей средой. Как известно, электроэнергия представляет собой наиболее чистый энергоноситель, поэтому углубление электрификации производственной и социальной сфер в регионе дает положительный экологический эффект. Однако, само производство энергии сопряжено с дополнительными нагрузками на экологические системы.

Конкурентное развитие централизованной СКЭ в значительной мере определяется возможностями инвестиционного комплекса, наличием профессиональных участников – посредников, а также условиями обеспечения ритмичного использования производственных мощностей в энергетическом строительстве.

Рассмотренные выше связи централизованной СКЭ находятся в тесном взаимодействии друг с другом. Поэтому внешние связи с другими системами должны исследоваться комплексно в увязке с задачами социально-экономического развития региона. Внутренние связи ТГК, в отличие от внешних, как отмечалось, носят более выраженный производственно-технологический характер. Они в значительной степени проявляются в обеспечении процессов производства, распределения и потребления энергии на территории региона. При их формировании в сферу изучения следу-

ет, по возможности, вовлечь всех потенциальных производителей и потребителей энергии, что позволит, в конечном счете, осуществить целевую согласованность действий субъектов системы, приводящую к развитию конкурентной среды.

Внутренние производственно-технологические связи централизованной СКЭ целесообразно подразделить на три основных вида:

- балансовые;
- функциональные;
- структурные.

К балансовому виду связей следует отнести связи между КЭИ на обслуживаемой территории, уравнивающие производство и потребление электроэнергии, как дискретно, так и интегрально за определенные временные интервалы – в суточном, недельном, месячном и годовом разрезах.

Функциональные связи состоят в установлении соответствия между параметрами когенерационных установок, диктуемого технологическими условиями:

- законами электрических цепей;
- гидравлическими режимами в тепловых сетях;
- процессами, происходящими в энергоустановках (теплосиловыми, водно-энергетическими и др.);
- системной надежностью;
- обеспечением необходимого качества энергии и др.

Последний вид связей – структурный, определяет соотношения между элементами централизованной СКЭ в процессе их конкурентного развития, что сопряжено с возможным изменением ее структуры и состава. Сюда, прежде всего, относятся связи между инвестиционными и производственными процессами. Кроме этого, важную роль приобретают связи между производственно-технологическими и социально-экономическими секторами, обусловленные интересами собственников (в частности, уровня дохо-

дов, структурой капитала и т.п.), а также конкурентов, занимающихся раздельной грацией энергии.

Эффективное развитие КЭИ в централизованной СКЭ на основе консолидации активов в ТГК и дальнейшего их укрупнения имеет дополнительные эффекты представляющие, собой основу для реализации конкурентных преимуществ когенерации [186, 211]:

1. Повышение надежности электроснабжения потребителей за счет более гибкого маневрирования резервами, сосредоточенными на отдельных КЭИ.

2. Сокращение суммарного необходимого резерва мощностей.

3. Повышение качества энергии.

4. Обеспечение экономической целесообразности концентрации производства энергии путем увеличения единичной мощности КЭИ и установки на них более мощных современных когенерационных установок для усиления ограничивающего влияния ряда внешних факторов, в том числе условий резервирования.

5. Снижение общего (совмещенного) максимума нагрузки вследствие несовпадения суточных максимумов нагрузки отдельных районов, что приведет к снижению необходимой генерирующей мощности КЭИ.

6. Возможность задавать наиболее выгодные режимы работы для различных ТЭЦ и отдельных мощных когенерационных установок.

7. Повышение эффективности использования различных энергетических ресурсов, за счет увеличения доли использования низкосортного твердого топлива.

8. Улучшение условий и экономических показателей когенерационных установок за счет обеспечения возможности их работы в основном по теплофикационному режиму.

9. Повышение эффективности за счет выработки электроэнергии по графику тепловых нагрузок.

Перечисленные эффекты позволяют достичь максимально возможной экономии капиталовложений и топлива, повысить производительность труда, снизить себестоимость энергии, увеличить прибыль и повысить рентабельность КЭИ, которые можно считать главными конкурентными преимуществами централизованной СКЭ.

Все это создает предпосылки к совершенствованию существующих методов и разработке новой методологии, основанной на реализации принципов системного подхода и системного анализа при изучении закономерностей конкурентного развития СКЭ [62,126, 181, 189].

1.1.2. Распределенная система когенерации энергии

В настоящее время наряду с традиционной централизованной СКЭ получает развитие новый структурный элемент в региональной системе генерации энергии – независимый производитель, включающий в себя малые когенерационные установки, составляющие основу распределенной СКЭ.

КЭИ, входящие в распределенную СКЭ, могут быть установлены на удаленных территориях региона, где отсутствует централизованное энергообеспечение, но имеется достаточное количество относительно дешевого местного топлива (например, биомасса, уголь), а также, при их экономической целесообразности, на промышленных предприятиях и жилищно-коммунальном хозяйстве.

При определенных обстоятельствах такие когенерационные установки могут составить конкуренцию централизованной СКЭ.

В техническом плане развитие распределенной СКЭ возможно только при высокой энергетической и эксплуатационной эффективности малых когенерационных установок, в результате чего может произойти:

- 1) изменение структуры топливно-энергетического баланса территории в сторону использования более дешевых по сравнению с природным газом твердых топлив;

2) изменение структуры энергоснабжения в сторону распределенной СКЭ на основе либерализации энергетических рынков;

3) изменение технологии энергетического использования биомассы и твёрдых топлив (применение современных газогенераторных технологий в когенерационных установках).

В связи с ограничением нефтяного и газового топлива энергетическое и технологическое использование твердых горючих ископаемых начинает расширяться. Экологически небезопасные виды твердого топлива типа сернистых углей, сланцев находят применение преимущественно в сфере большой энергетики, где экономически целесообразно использование материалоёмких и дорогостоящих технологий снижения вредных выбросов. В распределенной СКЭ значительная роль принадлежит, в основном, возобновляемым топливам растительного происхождения (биомасса), как наиболее экологичным и позволяющим использовать упрощенные методы очистки газа. Поэтому весьма актуальным вопросом для развития распределенной СКЭ является возможность работы на местных топливных ресурсах и биомассе. Мировая практика показывает, что при переработке древесины образуется более 50% древесных отходов. Из этого количества отходов более 50% может быть использовано для производства энергии. Например, в Дании, 25% тепловой энергии производится на пеллетированном древесном топливе [183, 184]. Перевод распределенной СКЭ на такие виды топлива направлен на развитие конкурентных преимуществ КЭИ малой и сверх малой мощности, а также на создание недостающего звена в СКЭ – экологически безопасных локальных энергоисточников, действующих на уровне распределительных сетей.

Весьма вероятно, что оба способа когенерации энергии – централизованный на крупных ТЭЦ в ТГК (станционная энергетика) и распределенный на местных топливах (предприятие, поселок, дом) – будут симбиотически существовать в ближайшей перспективе и составят конкуренцию отдельной генерации энергии (преимущественно тепловой). Для промышленно

развитых регионов это позволит повысить уровень жизни населения с одновременным высвобождением для экспортных поставок кондиционного топлива в размере 1–2 т у.т./ (чел-год). Для экономически отстающих регионов расширение использования местных топливно-энергетических ресурсов позволит снизить энергозависимость, повысить их энергообеспеченность.

Развитие технологии энергетического использования твёрдых топлив в распределенной СКЭ позволяет использовать современные чистые твердотопливные технологии (например, угольные) на базе жидкотопливных и газотопливных когенерационных установок с конкурентоспособными технико-экономическими показателями. Так, например, в США, Евросоюзе, Японии, странах Юго-Восточной Азии выполняются крупные межнациональные и национальные программы по внедрению экологически чистых технологий энергетического использования твёрдых топлив в газовом силовом цикле.

Одним из конкурентоспособных и эффективных направлений развития распределенной СКЭ является использование биомассы когенерации энергии в специальных газотопливных установках с внутрицикловой газификацией. Газификация биомассы представляет конкурентоспособную альтернативу методу прямого сжигания топлива для выработки электрической и тепловой энергии.

Современные энергетические программы, в том числе региональные, предусматривают проведение активной энергосберегающей политики во всех отраслях за счёт совершенствования, внедрения и исследования энергосберегающего оборудования, повышения эффективности, надёжности его работы и охраны окружающей среды.

Перспективные когенерационные установки в распределенной СКЭ должны отвечать следующим требованиям:

- энергетическая эффективность когенерационных установок должна быть не ниже, чем установок, входящих в состав централизованной СКЭ;

– обеспечение гибкого изменения выработки электроэнергии в соответствии с нагрузкой в распределительной сети, формируемой спросом местных потребителей энергии;

– надёжное удовлетворение изменяющегося спроса на электрическую и тепловую энергию.

График сравнительной эффективности различных когенерационных установок, которые можно использовать в распределенной СКЭ, показан на рис. 1.2, который наглядно демонстрирует современный уровень их развития, а также конкурентные преимущества, связанные с энергоэффективностью.

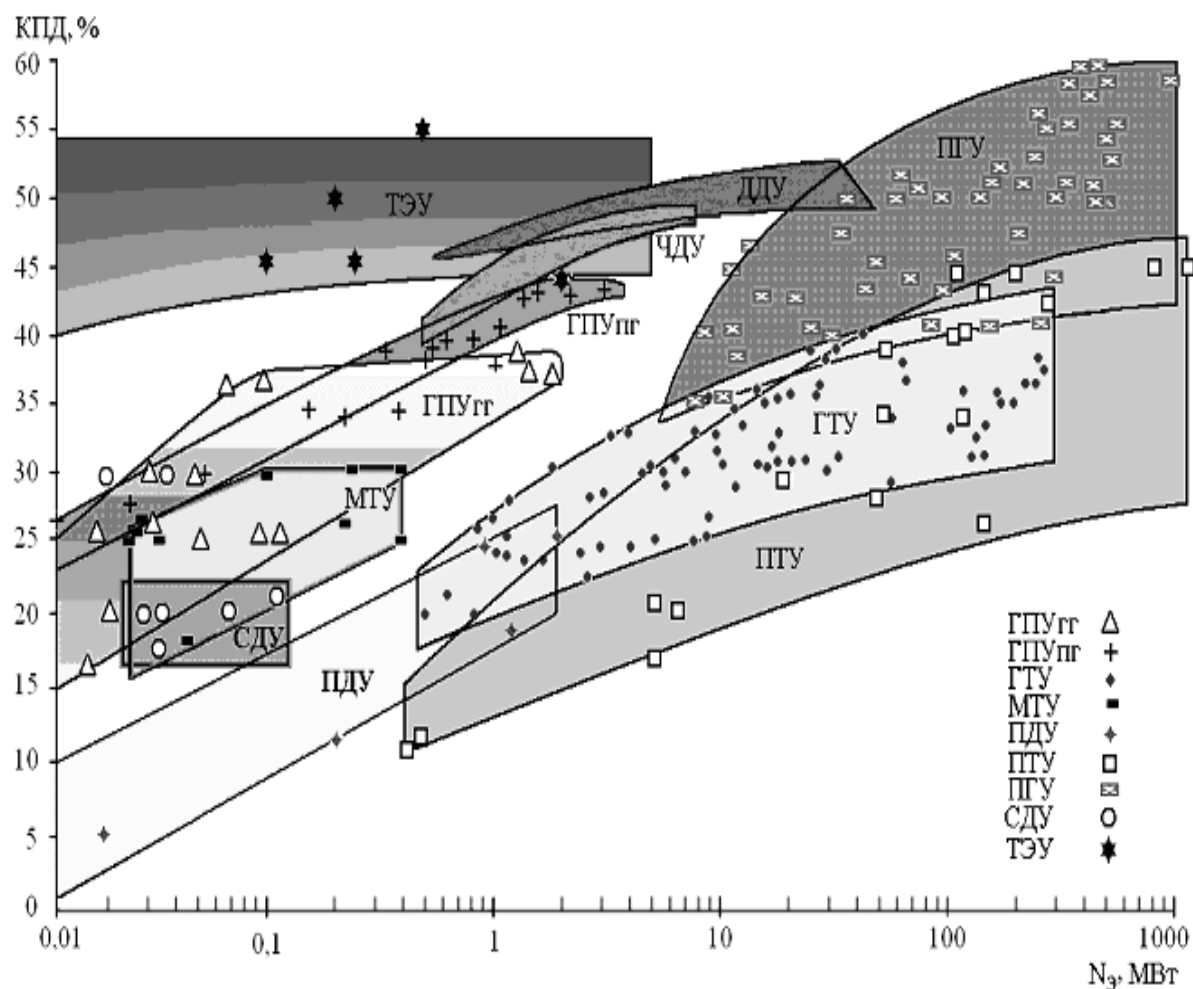


Рис. 1.2. Электрический КПД когенерационных энергоустановок (фактический)*

* Обозначения на рис. 1.2: ГПУгг – мини ТЭЦ-ДВС на генераторном газе; ГПУпг – мини ТЭЦ-ДВС на ПГ; ГТУ – газотурбинные установки на природном газе (ПГ); ДДУ – двухтактные дизельные установки; МТУ – микротурбинные установки; ПДУ – установки с паровыми двигателями; ПТУ – паротурбинные установки на ПГ; ПГУ – парогазовые установки на ПГ; СДУ – с двигателями Стирлинга; ТЭУ – установки с топливным элементом; и ЧДУ – четырехтактные дизельные установки.

Изучение гибкости и надёжности маломощных когенерационных установок, проведённое английскими исследователями в [183], показало, что наиболее приемлемыми по технико-экономическим показателям оказались ГТУ. Установка на базе двигателя внутреннего сгорания (ДВС), обладающая в части гибкости (число пусков, время разгона) некоторыми преимуществами перед ГТУ, проигрывает в надёжности ввиду более частых сбоев в работе и затрат на текущее обслуживание. Поэтому, несмотря на более высокий коэффициент полезного действия и меньшие цены в диапазоне мощностей до 30 МВт, ДВС являются менее привлекательными для работы на общую сеть, чем ГТУ, хотя реальный энергомашиностроительный рынок этого не отражает. Главным достоинством установок с топливными элементами (ТЭ) является высокий электрический КПД, а ПГУ оптимальный режим работы при постоянном расходе топлива. В зависимости от спроса на электроэнергию, генераторный газ подаётся либо в газотопливную энергоустановку (ДВС, ГТУ), либо на установку производства жидкого моторного топлива.

Для повышения уровня гибкости и надёжности функционирования в общей сети когенерационные установки, используемые в распределенной СКЭ, должны:

- обладать гибкостью в изменении соотношения выработки тепловой и электрической энергии;
- производить непрерывный системный контроль за выработкой и за отпуском энергии (учёт и распределение).

Для достижения поставленной цели конкурентного развития распределенной СКЭ в первую очередь необходимо построить гибкую и надёжную распределительную сеть. Гибкость такой сети может быть достигнута через организацию возможности быстрого подключения к ней индивидуальных когенерационных установок. Надёжность же обеспечивается за счёт малой вероятности отказа нескольких когенерационных установок одновременно, а также их совместной работой, способных удовлетворять постоянно меня-

ющийся спрос потребителей в пределах всей сети. Таким образом, совместно работающие установки в рамках распределенной СКЭ можно представить, как гибкий и надёжный, единый и большой генератор. Подобная организация функционирования сети позволяет достичь высокой энергетической эффективности, а, следовательно, и конкурентоспособности распределенной СКЭ.

Учитывая указанные технико-экономические особенности, развитие КЭИ в распределенной СКЭ вероятно будет проходить по следующим направлениям:

- 1) превращение котельных в мини-ТЭЦ за счет модернизации энергетического оборудования;
- 2) сооружение ГТУ-ТЭЦ на промышленных и предприятиях и в коммунально-бытовом хозяйстве;
- 3) сооружение газогенераторных ТЭЦ-ДВС, использующих местные топливные ресурсы.

Схема развития распределенной СКЭ на основе приведенных выше направлений показана на рис. 1.3.

В целом, предложенные направления не противоречат принципам конкурентного развития всей СКЭ и не снижают системный эффект из-за распространения маломощных КЭИ. В результате этого, образуется дополнительное звено в региональной системе генерации энергии, которое обеспечивает энергией небольшие населенные пункты или промышленные предприятия, где нецелесообразно по каким-либо причинам использовать КЭИ, входящие в состав централизованной СКЭ. Более того, при определенных обстоятельствах КЭИ, входящие в состав распределенной СКЭ могут органично вписываться в конкурентную среду, занимая свою рыночную нишу в генерации энергии на территории региона.



Рис. 1.3. Схема развития распределенной СКЭ

Планы развития КЭИ в распределенной СКЭ, в ряде случаев, делают привлекательным модернизацию энергооборудования котельных. Одним из преимуществ такой модернизации является низкий объем капитальных вложений по сравнению с другими вариантами развития (например, сооружение новых когенерационных установок, замена оборудования на новое и т.п.). Это позволяет улучшить технико-экономические показатели котельной и в короткие сроки может частично компенсировать дефицит электрической и тепловой энергии на промышленных предприятиях или в жилищно-коммунальном хозяйстве.

В результате организации когенерации энергии в котельной, за счет модернизации оборудования, происходит ее преобразование в мини-ТЭЦ. Весьма вероятно, что создание мини-ТЭЦ на базе котельной даст возможность реализации проекта комплексной реконструкции системы теплоснабжения города на основе дополнительных доходов от продажи электроэнер-

гии (которые превышают доходы от реализации тепла). В результате обострения конкуренции, с муниципального рынка может частично вытесняться существующая энергоснабжающая организация [36].

Процессу модернизации котельных способствует существенное уменьшение потребности в единовременных затратах по сравнению с новым строительством КЭИ, а также сокращение сроков окупаемости (возврата) капитальных вложений. Кроме этого, вариант модернизации энергетического оборудования котельных может вызывать ряд позитивных последствий:

- повысить энергоэффективность;
- снизить потребности в отводе земельных ресурсов для размещения нового КЭИ;
- продлить остаточный ресурс существующих генерирующих мощностей;
- повысить надежность энергоснабжения.

Учитывая изношенность централизованной системы теплоснабжения, необходимость повышения надежности энергоснабжения в рамках общего курса на либерализацию энергетики, предложенные направления развития распределенной СКЭ являются весьма актуальным.

Проблемы преобразования энергетического оборудования котельных в КЭИ носят комплексный характер. Несомненно, их решение должно основываться на исследовании возможных альтернатив развития распределенной СКЭ, в частности, продления сроков службы котельной за счет модернизации оборудования или ее замена на новую ГТУ-ТЭЦ. Проведение таких исследований требует разработки соответствующего методического обеспечения, позволяющего учитывать влияние будущих условий развития экономики и топливно-энергетического комплекса в целом.

Проведенный анализ перспектив централизованной и распределенной СКЭ показал, что их развитие во многом зависит от состояния конкурентной среды, которая формируется в настоящее время. Конкуренция на терри-

ториальном энергорынке заставляет производителей энергии повышать эффективность и надежность своих генерирующих мощностей, что дает возможность снижать тарифы для промышленных и коммунально-бытовых потребителей и таким образом реализовывать конкурентные преимущества когенерации.

Более глубокое изучение особенностей конкурентного развития СКЭ требуют отдельного анализа актуальных проблем развития СКЭ, а также специфики развития конкурентной среды на территориальном энергорынке.

1.2. Актуальные проблемы конкурентного развития системы когенерации энергии

В результате сокращения инвестиций ввод в действие новых производственных мощностей в СКЭ многократно снизился. Износ основных фондов достиг угрожающих размеров и привел к появлению негативных факторов, которые привели к снижению конкурентоспособности когенерации. Главными такими факторами являются: высокие эксплуатационные затраты и снижение надежности. Наиболее острыми, по-прежнему, продолжают оставаться проблемы, связанные с тарифной, инвестиционной политикой и налоговой нагрузкой.

Учитывая тенденции развития рынков электрической и тепловой энергии, организационно-экономические преобразования в СКЭ должны адекватно оцениваться и происходить синхронно с развитием экономики региона и социальной сферы.

Необходимым условием для конкурентного развития СКЭ являются инвестиции.

На сегодня потенциальных инвесторов в СКЭ можно разделить на четыре категории: а) «реструктуризаторы»; б) «потребители»; в) фондовые игроки; г) иностранные инвесторы.

«Реструктуризаторы» – теоретически достаточно многочисленная группа претендентов из России, готовая работать в генерации энергии до тех пор, пока низкая стоимость ТГК определяется невысоким качеством корпоративного управления. Их задачи, которые пересекаются с задачами фондовых игроков – реорганизовать энергетические компании, проведя достаточно недорогой, хотя и трудоемкий набор корпоративных реформ без привлечения каких-либо серьезных инвестиций с последующей продажей.

«Потребители» – наиболее реальные претенденты на покупку крупных пакетов акций ТГК. Это прежде всего металлургические компании (например, на Урале это могут быть: РУСАЛ, «Евразхолдинг», УГМК и др.). Всех их интересует в первую очередь гарантированное энергоснабжение собственных предприятий, и именно ради этого они готовы идти на масштабные вложения в ТГК. Интерес к работе на открытом энергорынке у них может быть только теоретический, так как с большой вероятностью приобретенные активы, с точки зрения управления, станут «энергетическими цехами» крупных промышленников. Интересы других потребителей для них уйдут на второй план.

Наконец, иностранные инвесторы, за исключением *E.ON*, *ENEL* и *Fortum* в большом интересе к СКЭ пока не замечены.

Все это мало соотносится с идеями создания рынка, на котором два десятка «самостоятельных энергетических компаний» будут конкурировать на рынке, а в момент продажи активов – иметь в цене продажи составляющую, относящуюся на перспективу. Руководству ТГК, на начальном этапе, придется надеяться на государственное финансирование из бюджета, пока не заработает механизм гарантирования инвестиций, проектного финансирования, а также не будет обеспечен полноценный выход на финансовые рынки, в том числе международные.

Очевидно, что конкурентное развитие СКЭ сталкивается с многочисленными проблемами, связанными главным образом с состоянием основных производственных фондов и отсутствием достаточных средств для их об-

новления, что может поставить под сомнение целесообразность многих осуществляемых мероприятий.

Стратегические цели руководства ТГК в перспективе, на фоне формирующихся рыночных отношений в электроэнергетике, по всей вероятности, будут носить ярко выраженный коммерческий характер. Тем не менее ТГК, во-первых, не должны иметь в качестве приоритетной цели прибыль, а, во-вторых, эта цель не должна быть единственной, так как СКЭ – это многоцелевая система, и в качестве наиболее существенных следует выделить четыре критерия, которые следует положить в основу конкурентного развития СКЭ:

- 1) повышение надежности когенерации энергии;
- 2) повышение конкурентоспособности производства и транспорта энергии;
- 3) снижение затрат;
- 4) увеличение прибыли от производства и транспорта энергии.

Снижение надежности в когенерации энергии обусловлено серьезными последствиями из-за пренебрежительного отношения к этому критерию, так как влечет за собой ущербы, как потребителей, так и производителей энергии. Приоритет этому критерию над увеличением прибыли является очевидным, поскольку прибыль, в настоящее время, управляется региональной энергетической комиссией через процесс тарифообразования. При этом государство также имеет возможность регулирования цен на топливо. Приоритет повышения конкуренции СКЭ над целью увеличения прибыли обусловлен тем, что электроэнергия находится в начале практически всех технологических цепочек. Поэтому рост себестоимости энергии и соответственно увеличение тарифов на энергию ведет к росту затрат и, следовательно, к снижению конкурентоспособности во всех отраслях экономики. Так, возрастание тарифа на электроэнергию на 1 % приведет к росту себестоимости продукции, например, в черной металлургии на 3 %, а по промышленности в среднем на 1,3 % [93]. В итоге это ведет к снижению темпов

развития как в отраслях экономики, так и в самой СКЭ. Поэтому значение экономии затрат в СКЭ является одним из главных условий ее конкурентного развития. Кроме того, снижение затрат в СКЭ является средством повышения конкурентоспособности отдельных когенерационных установок. Повышение конкурентоспособности когенерации является важной целью по той причине, что с ростом тарифов происходит отказ некоторых промышленных предприятий от централизованного энергоснабжения и перехода на собственные источники энергии, которые осуществляют низкоэффективную раздельную выработку энергии.

Учитывая изложенное, можно сделать вывод о том, что, несмотря на важность в рыночных условиях прибыли, эта цель отражает исключительно корпоративные интересы и является во многом противоречивой с точки зрения общественных интересов.

Ход реформ в российской электроэнергетике, к сожалению, не способствует повышению уровня надежности СКЭ и не отвечает стратегическим интересам развития региональной экономики. В качестве приоритетной цели в данный момент является максимизация прибыли. При разделении энергосистемы на отдельные самостоятельные хозяйственные субъекты по технологическому принципу прибыль каждого субъекта возрастает, но возрастут и суммарные затраты в СКЭ, и, как следствие, тарифы, а это в свою очередь отразится на конкурентоспособности продукции промышленных предприятий региона. Это дает основание полагать, что имеется некоторое противоречие в достижении целей технологического управления и менеджмента ТГК. Так, основные мотивы менеджмента связаны с коммерциализацией процесса когенерации энергии – получением прибыли, что приводит к смещению системных целей деятельности в финансовую сферу. При этом из поля зрения менеджмента выпадают такие понятия, как надежность, устойчивость управления, безотказность и др. Все это требует существенных затрат, а значит, приводит к снижению финансовой эффективности КЭИ.

Важное обстоятельство, которое может положительно отразиться на реализации конкурентных преимуществ когенерации, – это территориальная привязка КЭИ. Крупные ТЭЦ строились для обеспечения электрической и тепловой энергией крупных территорий. На территориальном уровне хорошо была развита диспетчеризация и дублирование функций системы, обеспечивающие ее важнейшие уникальные свойства – надежность, безотказность и безопасность. Поэтому наиболее рациональным направлением конкурентного развития СКЭ, обеспечивающим соблюдение принципа системных исследований, может быть привязка СКЭ к региональному контуру, например, путем создания энергетических холдингов в рамках крупных регионов. Это позволит создать реально действующий оптовый рынок электроэнергии, и сделает его более эффективным, чем сейчас (по рыночным законам реализуется 10-15 % электроэнергии). Таким образом, энергодефицитные регионы смогут бороться на рынке за энергию энергоизбыточных и успешно с ними интегрироваться.

Очевидно, что руководство ТГК будут следовать своей собственной бизнес-логике. Вопрос об организации прогнозирования и планирования в СКЭ встает особенно остро. При этом могут пострадать некоторые системные качества, которые органически не несут в себе ни один из наиболее крупных элементов СКЭ. Известно, что для организации оперативной работы в условиях рынка у системного оператора должны быть структуры на региональном уровне. Эта логика привела к созданию региональных диспетчерских управлений. Бизнес-логика руководства ТГК не связана с системным проектированием будущей отрасли. Более того, для ТГК, как правило, может быть экономически выгодно возникновение небалансов между спросом и предложением, так как это позволяет получать дополнительный доход. С учетом этих обстоятельств возникает необходимость в создании органа, который возьмет на себя системообразующие функции. Судя по организационной структуре и по занимаемой сегодня позиции ТГК, а также по

предназначению этими вопросами не будут заниматься ни электросетевые, ни генерирующие компании, ни тем более местные органы власти.

Образованная на основе ТЭЦ ОАО «Свердловэнерго» и «Пермэнерго» ТГК-9 располагает мощностью не более 1300 МВт, что составляет восьмую часть генерации в Свердловской области. Таким образом, составление территориальных энергобалансов для этих энергокомпаний будет ненужным, что отрицательно скажется на экономичности и надежности, а значит, и конкурентоспособности КЭИ. Могут появиться сложности с решением проблемы, возникающей при установке новых КЭИ, в том числе малой и средней мощности, так как их места расположения и условия работы иногда не только не оптимальны для энергосистемы региона, но и дают отрицательный общеэкономический эффект, поскольку неясно, кто будет принимать решение о целесообразности их включения на параллельную работу с энергосистемой.

Новые экономические условия в российской электроэнергетике меняют приоритеты и тенденции развития СКЭ. Существенное повышение стоимости природного газа в ближайшее время создаст реальную заинтересованность в экономии затрат в централизованной СКЭ и создаст условия для развития распределенной СКЭ, которая включает в себя КЭИ малой мощности, требующие меньших единовременных затрат с небольшими сроками окупаемости. Современный рынок эффективного энергетического оборудования с широким диапазоном мощностей позволяет реализовывать эти решения и распространить когенерацию на область малых и средних тепловых нагрузок.

В России около 70% производимой тепловой энергии приходится на централизованную СКЭ, основными потребителями которой являются население и объекты социальной сферы. Это служит особо значимым фактором при повышении конкурентоспособности СКЭ является политика теплоснабжения.

Развитие конкурентных отношений на территориальном энергорынке заставляет повышать конкурентоспособность ключевых элементов системы теплоснабжения – ТГК, которую можно определить, как способность ее ТЭЦ противостоять конкурентам за счет реализации конкурентных преимуществ когенерации, включающих в себя ценовые и качественные характеристики, выгодно отличающие ее от раздельной выработки энергии и обеспечивающие устойчивое положение на энергорынке.

В системе теплоснабжения функции по генерации, передаче и сбыту тепловой энергии выполняются одной энергокомпанией – ТГК, которая имеет в собственности активы МУПов, включая теплоисточники, распределительные и даже домовые сети, теплопункты. В то же время муниципалитет, как правило, владеет определенным пакетом акций этой энергокомпании и принимает участие в управлении ею, исходя из программы развития теплоснабжения города. Схема системы теплоснабжения на основе ТГК показана на рис. 1.4.

Опыт ряда зарубежных стран (Дания, Финляндия, Германия), где эксплуатируется СКЭ, показывает их более высокую надежность, существенные экономические и экологические преимущества КЭИ перед раздельной выработкой энергии, особенно в условиях высоких тепловых нагрузок и многоэтажной жилой застройки. Однако для того чтобы успешно реализовать высокий экономический потенциал, заложенный в СКЭ, и обеспечить конкурентоспособность ее когенерационных установок, требуются высокоэффективные технологии в выработке и транспорте тепловой энергии.

Реализация конкурентных преимуществ когенерации будет способствовать росту капитализации ТГК, а значит, и повышению ее инвестиционной привлекательности.



Рис. 1.4. Схема системы теплоснабжения на основе ТГК

В то же время следует отметить сильную зависимость бизнеса от эффективности регулирующего органа (высокий регулятивный риск) и относительно слабые стимулы к инновациям и снижению издержек. Могут также возникнуть проблемы с передачей прав собственности на все активы муниципальных предприятий. Поэтому не исключено сочетание приватизации с вариантом аренды некоторой части этих активов. Таким образом, в этой

модели бизнес, связанный с теплоснабжением консолидируется в основном в рамках одной компании – ТГК.

В настоящее время теплоснабжение городов превратилось в самый проблемный сектор для СКЭ, неоднозначно влияющий на реализацию конкурентных преимуществ когенерации, этому послужили следующие причины.

1. Оборудование в системе теплоснабжения в целом отличается очень высоким (более 70%) физическим износом и низким техническим уровнем. В наибольшей степени это относится к муниципальным котельным, обладающим недопустимо низкой энергоэффективностью, и тепловым сетям, имеющим значительные потери теплоносителя (до 30 %). Некоторые элементы системы разрегулированы по температурным параметрам и гидравлике и нуждаются в специальной наладке. В результате этого появляются высокие ремонтные издержки, перерасходы топлива, электроэнергии, воды, трудозатрат в расчете на единицу поставленной тепловой энергии. Таким образом, снижается экономическая эффективность и конкурентоспособность когенерации, являющейся основой централизованного теплоснабжения.

2. Администрации муниципальных образований в условиях нестабильности бюджетных процессов и наличия значительного количества льгот и субсидий по оплате тепловой энергии регулярно недофинансируют свои муниципальные унитарные предприятия (МУП), которые накапливают дебиторскую задолженность перед ТГК, владеющими крупными ТЭЦ и магистральными теплосетями. Последние периодически вынуждены приостанавливать поставки теплоносителя – страдают потребители, аккуратно оплачивающие услуги. При этом ни администрация муниципального образования, как собственник МУПов, ни сами МУПы не несут никакой экономической ответственности за надежность и качество теплоснабжения, так как основные потребители не имеют с ними прямых договоров, поскольку

плату с населения за соответствующие коммунальные услуги собирают жилищно-эксплуатационные организации.

3. В крупных городах теплоснабжение обеспечивается несколькими организациями разной ведомственной принадлежности (акционерные энергокомпании, муниципальные предприятия, промышленные предприятия), имеющими разнонаправленные интересы. При этом отсутствует интегрированная система управления теплоснабжением города, которая бы осуществляла координацию деятельности указанных организаций, давала ориентиры для их развития исходя из критериев общественных интересов, способствовала формированию конкурентной среды в теплоснабжении.

4. В зависимости от балансовой принадлежности КЭИ или участка теплосетей тарифы на тепло устанавливаются двумя разными регуляторами: региональной энергетической комиссией и подразделением администрации муниципального образования. Получается, что администрация сама определяет тарифы для предприятий, собственником которых является. Она же устанавливает и нормативы теплопотребления для населения и предприятий социальной сферы, через которые рассчитываются ставки абонентских тарифов (при отсутствии теплоизмерительных приборов у потребителей). При этом издержки МУПов в большинстве случаев непрозрачны для общественности и региональной энергетической комиссии, а нормативы теплопотребления сознательно завышаются для покрытия фактических затрат этих неэффективных предприятий.

Вышеуказанные факторы, отрицательно влияющие на позиционирование когенерации на рынке тепловой энергии, ведут к их дискредитации. Тем не менее, она продолжает оставаться высокоэффективным способом выработки тепловой энергии.

Отмеченные проблемы, связанные с развитием системы теплоснабжения, подталкивают некоторых потребителей, располагающих достаточными средствами, к самостоятельному сооружению тепловых генераторов, несмотря на их, относительно высокую стоимость, проблемы с обслуживани-

ем и небезопасность в эксплуатации. Тем самым они отказываются от эффективного централизованного теплоснабжения, построенного на основе когенерационных установок, но дискредитированного многочисленными регламентациями и организацией процесса теплоснабжения. Тем не менее, расширение доли собственных тепловых источников, в определенном смысле, обостряет конкурентную борьбу на территориальном энергорынке, что заставляет искать пути для повышения уровня конкурентоспособности КЭИ.

Между тем возможности устранения основных недостатков, характерных для централизованного теплоснабжения и резкого повышения конкурентоспособности КЭИ, по сравнению с альтернативными схемами, принципиально существуют. Но требуется соответствующая мотивация для повышения эффективности и привлечения инвестиций.

Учитывая ряд положительных характеристик, СКЭ следует рассматривать как преобладающую, но не единственную модель теплоснабжения городов. Ведь на сравнительную конкурентоспособность разных схем влияют условия теплоснабжения отдельных субъектов Федерации: продолжительность отопительного периода, концентрация тепловых нагрузок, рост индивидуального строительства, структура потребителей. Кроме того, потребители, располагающие достаточными ресурсами, всегда будут иметь право экономического выбора исходя из собственных ценностей и приоритетов. Поэтому в отдельных городах России степень охвата централизованным теплоснабжением может быть различной. Привлечение в эту сферу частного бизнеса могут осуществляться на основе различных подходов. Здесь необходимо учитывать ряд факторов [36, 40]:

- технические параметры существующих систем централизованного теплоснабжения: размер (мощность) и степень закольцованности, регулировочные возможности (вплоть до абонентских установок), избыточные мощности тепловых энергоисточников и конфигурацию тепловых сетей;
- исходный уровень надежности и качества теплоснабжения, а также

износ и энергоэффективность котельных и удельные расходы топлива, потери теплоносителя в магистральных и распределительных сетях, величину ремонтных и эксплуатационных издержек;

- структуру потребителей тепла, определяющую соответствующие методы расчетов и риски неплатежей.

1.3. Специфика территориального энергорынка и конкурентного развития системы когенерации энергии

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ» к основным целям реформирования относятся: обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. Стратегическая задача реформирования определена как перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе. К основным задачам реформы также относятся:

- создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;

- создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;

- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;

- создание конкурентных рынков электроэнергии в тех регионах России, где организация таких рынков технически возможна;

- стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;
- реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике.

Согласно концепции экономического развития, реформирование Российской электроэнергетики, базирующейся на принципах развития рыночных механизмов во взаимодействии между субъектами и проведении либерализации рынка энергии, во многом соответствует западному образцу. Анализируя различные аспекты развития электроэнергетики в мире, следует отметить, что последнее десятилетие характеризуется широко развернувшимися во многих странах мира процессами структурной перестройки электроэнергетики: приватизацией энергетических объектов, дерегулированием, введением конкурентного рынка электроэнергии. Очевидно, что главной целью этих преобразований является:

- 1) снижение тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей и, как следствие, повышение конкурентоспособности производимой продукции на мировых рынках;
- 2) создание благоприятных инвестиционных возможностей для развития, реконструкции и технического перевооружения отрасли;
- 3) обеспечение необходимой надежности энергоснабжения и качества энергоносителей;
- 4) минимизация воздействия энергоисточников на окружающую среду.

В качестве позитивных радикальных рыночных преобразований в электроэнергетике, способствующих ее развитию, также можно отметить свободу выбора потребителем поставщика, цены, качественных параметров энергии, а также преодоление некоторых недостатков и сокращение затрат на антимонопольное государственное регулирование энергокомпаний (инерционность принятия решений, бюрократизм, лоббирование интересов

отдельных групп, сложность контроля затрат). В то же время следует учитывать необходимость дополнительных затрат на формирование рыночной среды, в том числе на проведение научно-исследовательских работ и проектирование соответствующих систем, а также создание и обслуживание информационно-технологической инфраструктуры энергетического рынка. Как показывает практика, эти затраты значительны, а результаты весьма противоречивы.

Указанные цели и задачи развития российской электроэнергетики определяют контур конкурентного развития СКЭ, и место ее КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии.

Как показывает международный опыт, одним из важнейших условий развития рынка электроэнергии является обеспечение свободы доступа к сетям. Практически все страны, осуществляющие рыночные реформы, уже разделили производство, транспорт и сбыт. При этом большинство из них предпочли так называемую модель регулируемого доступа, когда распределительная компания предоставляет свои сети сбытовым компаниям за плату, устанавливаемую регулирующими органами.

Формирование конкурентных принципов ценообразования в рамках процесса либерализации энергорынка обеспечит адекватные ценовые сигналы для привлечения инвестиций. Развитый энергорынок, функционирующий исключительно на конкурентных принципах, представляет собой саморегулируемую систему, устанавливающую такие уровни цен на электрическую энергию и мощность, которые обеспечивают баланс спроса и предложения и определяют перспективы формирования доходов производителей, в том числе окупаемость строительства новых объектов и возможность получения требуемой инвесторами нормы прибыли на капитал.

Отраслевая специфика территориального энергорынка обусловлена прежде всего физико-техническими характеристиками электроэнергии, технологическими особенностями ее производства, распределения и потребле-

ния, а также той функциональной ролью, которую играет СКЭ в социально-экономическом развитии региона.

Указанная специфика развития российской электроэнергетики определяет контур конкурентного развития СКЭ, которая сможет оказывать существенное влияние на экономику региона, следующим образом:

- особый статус когенерации энергии, обусловленный выполнением функции жизнеобеспечения всех отраслей и сфер экономики, предполагает наличие взаимозависимости межотраслевых технических и экономических связей;

- когенерация энергии в значительной степени влияет на развитие и размещение производительных сил в регионе из-за экономически обоснованной привязки потребителей энергии к ее производителям (особенно по тепловой энергии);

- экономическая целесообразность в большинстве случаев размещения мощностей по производству тепловой энергии вблизи потребителей;

- определяющее влияние величины и режима потребления тепловой энергии на ее выработку, на технические и финансово-экономические показатели когенерационных установок;

- непрерывность и неразрывность во времени процесса производства, передачи и потребления электроэнергии, обуславливающая невозможность изъятия некачественной продукции и необходимость работы всех составляющих этого процесса в параллельном режиме;

- наличие ограничений, обусловленных техническим состоянием, использованием непроектного топлива, зимним периодом эксплуатации, пропускной способностью линий электропередач и тепловых сетей.

В силу указанных особенностей и учитывая социально-экономическую значимость когенерации энергии, в мировой практике процесс формирования регионального энергорынка существенно отличается от формирования других рынков.

Следует отметить, что в большинстве случаев конкурентные рынки в рыночной экономике возникают объективно, на основе действия законов товарного производства. Роль государства, как правило, заключается в обеспечении благоприятной конкурентной среды посредством антимонопольного законодательства, поддержки определенных видов бизнеса и отраслей через систему льготного налогообложения и адресной государственной помощи. В электроэнергетике многих стран конкурентный рынок создается под контролем государства через реформирование отрасли. Более того, часто именно государство выступает инициатором создания рынка и является непосредственным участником его формирования. Поэтому часто (особенно в переходный период) такой рынок и механизм его функционирования в определенной мере являются искусственными, а потому недостаточно эффективными.

Весьма интересен пример реформирования электроэнергетики в Великобритании по либерализованной модели, которая позволяет создать достаточно гибкую систему тарифов и обеспечить потребителей электрической и тепловой энергией. В Великобритании, а вслед за ней и в других странах, правительство которых ранее официально оказывало поддержку монополизации энергетических рынков, сегодня либерализуют эти рынки с целью создания большей конкуренции среди производителей. Для создания конкурентной среды в электроэнергетике, как необходимого условия для ее развития, Великобритания работала с двумя типами рынков, основанных на следующих системах: 1) объединенная система (так называемый Английский пул) (1990-2001); 2) новое торговое объединение (*NETA - New Electricity Trading Arrangements*) (2001). Объединенная система позволяла создать либерализованный рынок, основанный на централизованном, конкурентоспособном предложении цены среди производителей, когда контрактная цена устанавливалась заранее и была одинаковой для всех. *NETA* дала возможность создания либерализованного рынка, основанного на частных отношениях между потребителем и производителем. Основной прин-

цип *NETA* заключается в том, что все желающие купить или продать электроэнергию, имеют право вступать в любые свободно заключенные договорные отношения между собой. Это, по мнению разработчиков *NETA*, должно привести к тому, что большая доля электроэнергии будет продаваться или покупаться через одну из биржевых площадок или через набор двусторонних или многосторонних контрактов. В число тех, кто торгует электроэнергией, входят как генераторы и сбытовые организации, которые непосредственно производят и поставляют электроэнергию конечным потребителям, так и нефизические трейдеры.

Как показывает опыт Великобритании, увеличение прозрачности в структуре энергетических рынков имеет как отрицательные, так и положительные стороны для развития независимых производителей, занимающихся когенерацией энергии. Следует отметить, что при переходе британской энергетической системы в 2001 от централизованной к децентрализованной системе – *NETA*, независимые производители стали менее рентабельны. Средняя цена на электроэнергию, вырабатываемую независимыми производителями, при переходе к *NETA* в 2001 году снизилась на 17% по сравнению с той, которая была при централизованной системе в 2000 году. За тот же период объем экспортируемой ими электроэнергии упал на 44% [177]. Связано это было с тем, что в *NETA* независимые производители с целью повышения рентабельности вынуждены развивать такие характеристики, как надежность (жесткие гарантии поставок электроэнергии к местному источнику и в распределительную сеть) и гибкость (способность поставлять необходимое в данный момент времени количество электроэнергии по запросу от местного источника и сети распределения), чтобы не платить штрафы за дисбалансы. Такая характеристика, как надежность, требуется на рынке контрактов при заключении производителями контрактов непосредственно с поставщиками, чтобы продать установленное количество электроэнергии в будущем. Гибкость же требуется на рынке балансирования при согласо-

нии уже проданного количества электроэнергии и фактически поставленного.

Учитывая технологическую специфику КЭИ в России, для успешного функционирования на рынке контрактов такие производители энергии должны быть надежными, то есть гарантированно произвести необходимое в будущем количество электроэнергии. Если же они не смогут обеспечить поставщика электроэнергией, то будут вынуждены выйти на рынок балансирования и снизить свои цены.

На практике некоторые КЭИ (особенно малые) могут испытывать трудности в заключении успешных соглашений по продаже электроэнергии на рынке контрактов, так как не могут гарантировать надежный отпуск электроэнергии в сеть, то есть не обладают необходимой надежностью по двум следующим причинам: во-первых, не надежны источники электроэнергии; во-вторых (и что наиболее важно), такие производители электроэнергии вынуждены удовлетворять спрос местного энергозависимого источника (например, в случае с мини-ТЭЦ). В результате общая выработка электроэнергии КЭИ может быть вполне надежной, тогда как отпуск электроэнергии в сеть не обладает надежностью. Поэтому такие когенерационные источники не обладают достаточной надежностью, они не могут поставлять всю свою продукцию на рынок контрактов, а вынуждены продавать часть электроэнергии на рынке балансирования на менее выгодных условиях (по более низким ценам).

На рынке балансирования высоко ценятся гибкие производители электроэнергии, способные в реальном времени увеличивать или уменьшать поставки электроэнергии, то есть быстро реагировать на изменяющийся спрос. Вследствие того, что таких производителей на рынке очень мало, особенно в когенерации, и спрос на их услуги не эластичен, они оказывают огромное влияние на установление тарифов на электроэнергию и, кроме того, цены на их продукцию высоки. Гибкие производители устанавливают высокие цены на электроэнергию, предназначенную для компенсации дисбаланса (такие

цены предназначены для менее надежных производителей, которые не могут строго соответствовать условиям заключенных контрактов). Поэтому КЭИ, обладающие гибкостью, могут повышать цены на электроэнергию в период ее дефицита и понижают их в период избытка, тем самым, компенсируя дисбаланс. КЭИ, удовлетворяющие требованиям надежности, не будут штрафоваться на рынке балансирования, а обладающие и гибкостью, и надежностью будут иметь существенно большее конкурентное преимущество на рынке балансирования.

Примером «гибкой», но не надежной когенерационной установки является дизельный генератор, использующий технологию ДВС, который может быстро изменять свою мощность, но требует периодического обслуживания.

Паросиловые когенерационные установки являются надежными, но не «гибкими», производителями электрической энергии, эффективность которых сильно зависит от графика тепловых нагрузок.

Когенерационные установки, использующие технологии ГТУ и ПГУ, могут легко менять свою мощность, практически не снижая свою эффективность, и дают сбои реже, чем дизельный генератор.

Ни «гибкостью», ни надежностью не обладают установки на базе нетрадиционных источников энергии (например, ветровых).

На рис. 1.5 показаны пути достижения гибкости и надежности когенерационных установок различными типами.

Независимые производители, осуществляющие когенерацию энергии, могут повысить свой уровень конкурентоспособности, если будут готовы к гибкому отпуску электрической энергии в энергосистему (в совокупности с крупными производителями).

		Надежность	
		Да	Нет
Гибкость	Да	Парогазовые, газотурбинные установки	Установки на базе дизельного генератора
	Нет	Паросиловая установка	Нетрадиционные источники энергии

Рис. 1.5. Пути достижения гибкости и надежности
когенерационными установками

КЭИ, способный быстро изменять соотношение отпуска электрической и тепловой энергии, в соответствии с постоянно изменяющимся спросом потребителей, имеет все шансы на то, чтобы оставаться конкурентоспособным. Причем такой производитель имеет возможность удовлетворять постоянно изменяющийся (трудно предсказуемый) спрос на электрическую и тепловую энергию коммунально-бытовых потребителей. КЭИ, обладающие способностью быстро регулировать соотношение отпуска электрической и тепловой энергии, сможет легко 1) удовлетворять непредсказуемый спрос местного потребителя; 2) заранее планировать поставку электроэнергии в местную распределительную сеть; 3) обеспечивать тепловой энергией потребителя (причем спрос на тепловую энергию менее эластичен). Если такой производитель обладает указанными способностями, то он является: 1) надежным (удовлетворяет спрос в предсказуемой манере); 2) гибким (изменяет выработку электроэнергии в соответствии со спросом местных источников потребления и распределительной сети), а значит, получает существенные конкурентные преимущества.

Как уже было сказано выше, для достижения КЭИ, необходимого уровня гибкости и надежности им нужно добиться гибкого соотношения

отпуска электрической энергии на уровне общей сети (в совокупности с крупными производителями) и вести непрерывный системный контроль (учет и распределение). Для достижения поставленной цели в первую очередь необходимо построить гибкую и надежную распределительную сеть. Гибкость такой сети может быть достигнута через организацию возможности быстрого подключения или отключения индивидуальных установок к ней. Надежность же обеспечивается за счет малой вероятности отказа нескольких когенерационных установок одновременно и, кроме того, совокупной их работой, способных удовлетворять постоянно меняющийся спрос потребителей в пределах всей сети. Таким образом, совокупно работающие когенерационные установки представляют собой гибкий, надежный и единый генератор энергии на территории региона.

Следует отметить, что технология когенерации энергии позволяет достичь высокой степени утилизации теплоты и, тем самым, получает сильное конкурентное преимущество перед раздельной выработкой энергии. Так, если мини-ТЭЦ подключена к местной сети, то ее коэффициент нагрузки может возрасти, в результате этого повысится ее уровень конкурентоспособности.

Важным фактором, влияющим на экономичность совместной работы производителей, это их общий коэффициент нагрузки. Для достижения высокой экономичности работы всех КЭИ, в совокупности сглаживающих кривую спроса на тепло- и электроэнергию, они должны работать с большим числом потребителей. Крупные производители, обеспечивающие теплом и электроэнергией региональных потребителей, достигают высоких значений коэффициентов нагрузки. Подобно им малые когенерационные установки, работающие на местную сеть, могут достигать таких же значений коэффициентов нагрузки. При сопоставимых размерах сети и КЭИ экономичность работы крупных ТЭЦ (входящих в состав централизованной СКЭ) на региональную сеть и мелких производителей на местную сеть, согласно следующему выражению, будет одинакова:

$$\frac{\sigma_s}{\rho_s} = \frac{\sigma_L}{\rho_L}, \quad (1.1)$$

где σ_s – размеры малой местной сети небольших производителей; ρ_s – средние размеры мини-ТЭЦ, работающей на местную сеть; σ_L – размеры крупной региональной сети крупных производителей; ρ_L – средние размеры крупной ТЭЦ, работающей на региональную сеть.

В качестве вариантов решения проблем гибкости и надежности имеются две весьма перспективные технологии: для малых источников это установки с твердотопливными элементами, а для крупных – ПГУ, работающей по объединенному комбинированному циклу газификации угля (КЦГУ). Основной идеей этих технологий являлось нахождение способа перемещения центра тяжести снабжения потребителей тепло- и электроэнергией с начальной (топливосжигающей) части цикла, обладающей узким диапазоном регулирования нагрузок и, кроме того, рядом других серьезных проблем (в том числе, проблемой стабилизации расхода топлива при выработке электроэнергии и обеспечении ею потребителя), на другие стадии. В случае с твердотопливными элементами – на конечный этап выработки электроэнергии, а для ПГУ с КЦГУ – непосредственно после газификации топлива. К сожалению, на сегодняшний день в РФ не производят подобного гибкого оборудования, однако его можно создать в процессе развития действующей схемы энергоснабжения.

Предложенные технологии могут обеспечить необходимый уровень гибкости и надежности. Кроме того, достоинством технологии с твердотопливными элементами является высокий электрический КПД (на уровне 60%). Такие когенерационные установки удобно использовать в качестве генераторов электрической и тепловой энергии небольшой мощности, располагаемых на месте конечного потребления вторичных энергоносителей (распределенная СКЭ). В области станционной энергетики могут рассматриваться ПГУ с КЦГУ. Такая установка всегда работает в оптимальном ре-

жиме при постоянном расходе топлива. В зависимости от спроса на электроэнергию генераторный газ подается либо на ПГУ, либо на установку по производству вторичного продукта (одновременно, но в разном соотношении). Такую установку удобно использовать для покрытия пиковых нагрузок, а во время спада нагрузки будет производиться больше вторичного продукта (аммиак, метанол).

Очевидно, что в России будет достаточно сложно обеспечить надежность электроснабжения, изначально отказавшись от централизованной разработки режимов и их централизованного ведения. Скорее всего, будущие участники энергорынка будут не в состоянии с достаточной точностью предсказывать свое производство и потребление и соответственно заключать контракты на этой основе. Это может привести к значительным дисбалансам и очень существенным платежам по ним, не говоря уже о полной неготовности системы оперативно-диспетчерского управления вести ту «микроторговлю», которая необходима, со всеми вытекающими отсюда последствиями. В дополнение к этому необходимо отметить, что-то упрощенное понятие двустороннего контракта, которое существует сегодня в России, абсолютно не соответствует описанной системе, и будет достаточно трудно это представление изменить.

К сожалению, во многих регионах России пока еще нет мощной региональной магистральной сети, которая позволила бы заключать двусторонние контракты, практически не принимая во внимание сетевых ограничений. Это означает непосредственный контроль системного оператора над всеми двусторонними договорами до момента их заключения и, конечно же, влечет за собой необходимость немедленной разработки весьма сложного механизма торговли пропускной способностью. При отсутствии надлежащей инфраструктуры, систем связи, коммерческого учета и т.д. исключается возможность каких бы то ни было краткосрочных контрактов исключительно из соображений логистики. Управлять же системой и обеспечивать надежность, базируясь только на долгосрочных контрактах с, мягко говоря,

непредсказуемой исполнимостью, неизбежно влечет за собой необходимость центрального контроля, центральной разработки и ведения режимов.

Специфика конкурентного развития СКЭ непосредственно связана с появлением различных форм конкуренции на рынке тепловой энергии, основными из которых являются:

- 1) конкуренция генерирующих мощностей;
- 2) конкуренция проектов;
- 3) конкуренция схем теплоснабжения;
- 4) конкуренция энергоносителей.

Реализация формы прямой конкуренции на рынке тепловой энергии требует решения технических, организационных и правовых вопросов. Так, конкуренция теплоисточников принципиально возможна только в крупных закольцованных перемычках и системах централизованного теплоснабжения. Необходимо разделение функций производства и передачи теплоэнергии, то есть создание независимой регулируемой теплосетевой организации, не имеющей собственных, по крайней мере крупных, теплоисточников. Должен быть законодательно обеспечен свободный доступ производителей к единой теплосети системы. Тогда при наличии избыточных теплогенерирующих мощностей оператор рынка – теплосетевая компания может осуществлять экономически целесообразные переключения нагрузок, например, по критерию минимума стоимости генерирования (отпускной цены) в данный период, конечно, с учетом инерционности теплового потока. Ограничением для применения данной модели может стать сложившаяся конфигурация тепловой сети, препятствующая подключению новых тепловых источников без нарушения гидравлического режима.

Конкуренция проектов является наиболее предпочтительной формой организованной конкуренции в сфере теплоснабжения, таким образом, возникает конкуренция проектов новых тепловых источников, предназначенных для покрытия растущих нагрузок в отдельных районах, а также проектов повышения энергоэффективности для различных групп потребителей.

Для этого администрация муниципального образования в соответствии с программой развития теплоснабжения города может организовать аукцион контрактов на создание новых генерирующих мощностей или других альтернативных способов покрытия ожидаемого спроса.

Конкуренция схем теплоснабжения происходит стихийно и выражается в отказе либо от текущих, либо от будущих поставок тепла от системы централизованного теплоснабжения с переходом на альтернативные варианты теплоснабжения – децентрализованные. Например, для значительного числа энергокомпаний в России уже обостряется проблема рынков сбыта тепловой энергии вследствие вытеснения крупных КЭИ децентрализованными источниками тепла, в том числе сооружаемыми самими потребителями. Причем такие энергоисточники не занимаются когенерацией энергии, что снижает их технико-экономические показатели.

Конкуренция энергоносителей возникает в случае, когда альтернативным горячей воде и пару энергоносителем для получения конечной тепловой энергии низкого и среднего потенциала является электроэнергия. В частности, в ряде крупных городов намечается тенденция отказа потребителей от использования тепла на нужды вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения с переключением этих нагрузок на электроэнергию. Отказ потребителей от наиболее выгодной для ТЭЦ нагрузки – горячего водоснабжения – может вызвать ухудшение технико-экономических показателей КЭИ и дальнейшее повышение тарифов на тепловую энергию.

Обобщая вышеизложенное, следует отметить, что реализация конкурентных преимуществ КЭИ за счет повышения их эффективности и надежности должна осуществляться в соответствии со следующими принципами [36].

1. Вся электроэнергия, выработанная КЭИ на тепловом потреблении в зимний (отопительный) период, должна закупаться вне конкурса энерго-сбытовыми организациями (гарантирующими поставщиками), действующими на территориях субъектов Федерации, входящих в зону обслуживания

ТГК. Таким образом, когенерация – выводится за границы конкурентного рынка электроэнергии.

2. Регулирующий орган устанавливает и периодически контролирует только верхние пределы отпускных цен на электрическую и тепловую энергию на шинах и коллекторах энергоисточника, а затем самостоятельно распределяют свои затраты между электрической и тепловой энергией, руководствуясь маркетинговыми критериями. Торговля осуществляется по двухсторонним договорам между ТГК и энергосбытовыми организациями, действующими в регионах. При этом, естественно, стороны оплачивают услуги по передаче и распределению электроэнергии.

3. Покупка электроэнергии у ТГК является приоритетной торговой операцией для энергосбытовой организацией. Далее на конкурентной основе рассматриваются предложения ТЭЦ промышленных предприятий и других независимых производителей. При этом для КЭИ, входящих в состав распределенной СКЭ, реализующих местный энергопотенциал с высокой экологической эффективностью, может быть предоставлена привилегия обязательной закупки по фиксированной цене.

4. Известно, что КЭИ наиболее экономично вырабатывают электроэнергию по графику тепловых нагрузок, так как электрические графики с тепловыми в общем случае не совпадают, то дополнительную электроэнергию энергосбытовые организации будут приобретать на централизованном спотовом рынке, либо по договорам с ОГК или отдельными крупными конденсационными электростанциями. Например, это может касаться закупок пиковой электроэнергии (мощности).

5. В летний период выработка электроэнергии на КЭИ вне теплового потребления (в конденсационном режиме для паротурбинных установок) будет неэкономичной и дорогой. Конкурировать с крупными конденсационными электростанциями в этот период смогут только когенерационные ПГУ, обеспечивающие высокие КПД при работе в конденсационном режиме.

6. В зависимости от структуры КЭИ в СКЭ летом могут возрастать покупки электроэнергии от когенерационных установок промышленных предприятий, которые будут вовлекаться в процесс конкуренции.

7. Стабилизировать финансовое положение ТГК в летний период можно за счет расширения использования высокоэффективных когенерационных ПГУ.

8. Может потребоваться временное введение налоговых льгот, летних тарифов на горячее водоснабжение, а также установка приоритетности закупки энергоснабжающей организацией определенной части конденсационной электроэнергии у КЭИ.

Соблюдение указанных принципов позволяет КЭИ органично вписаться в территориальный энергорынок и существенно повысить уровень конкурентоспособности.

Анализ специфики конкурентного развития СКЭ показал, что во многом реализация конкурентных преимуществ КЭИ сильно зависит от особенностей территориального энергорынка и обусловлена, во-первых, глобальностью энергосистем, которые, как правило, охватывают довольно обширные территории с различным уровнем социально-экономического развития, а, следовательно, и различным уровнем энергопроизводства и энергопотребления, что непосредственно влияет на соотношение спроса и предложения электроэнергии; во-вторых, размещением в большинстве случаев производства электроэнергии вблизи ее источников; в-третьих, дифференциацией отдельных регионов по себестоимости электрической и тепловой энергии, по технико-технологическому уровню используемого оборудования, качеству электросетей и т.п. В конечном итоге все это объективно обуславливает различную конкурентоспособность КЭИ, с одной стороны, и возможность появления монополистов в сфере когенерации энергии на территориальном энергорынке, с другой.

В России территориальная специфика энергорынка особенно наглядна. Это связано с целым рядом причин, которые условно можно объединить в следующие группы.

Во-первых, российская СКЭ является целостным организмом, который функционирует по единым законам и преследует реализацию одной цели. В то же время в силу обширности территории Российской Федерации территориальные энергосистемы являются относительно самостоятельными структурами, сильно дифференцированными по параметрам.

Во-вторых, сами регионы Российской Федерации существенно различаются по природно-климатическим условиям, уровню социально-экономического развития, степени проработанности законодательства и информационного обеспечения, что сказывается как на формировании спроса и предложения на тепловую энергию, а значит, и на состоянии конкурентной среды.

В-третьих, производители энергии существенно отличаются друг от друга и по технико-технологическим, и по финансово-экономическим параметрам, определяющим их конкурентные преимущества, даже в границах существующих территорий.

К этому следует добавить недостаточную развитость инфраструктуры и ограниченные возможности линий электропередач. Это негативно сказывается не только на передаче электроэнергии из энергоизбыточных регионов в энергодефицитные, но и на перетоках электроэнергии в пределах региона.

Очевидно, что складывающаяся структура региональной электроэнергетики будет отвечать в первую очередь коммерческим интересам и в некоторых случаях противоречить принципам эффективного развития СКЭ. Серьезность этой проблемы предполагает создание методологии конкурентного развития СКЭ. Такая методология позволит провести глубокий анализ проблем, сопровождающих развитие СКЭ. Это положительно повлияет на практические решения, которые, с одной стороны, позволят застраховать инвесторов от большинства рисков, характерных для когенерации энергии, обеспечить им получение приемлемой нормы доходности на капитал, а с

другой – приведут к усилению конкуренции между производителями энергии.

Изучение специфики конкурентного развития СКЭ показывает, что в результате преодоления технологических и организационных сложностей для нее открываются хорошие перспективы, реализация которых должна происходить одновременно на трех уровнях – государственном, корпоративном и инфраструктурном. На каждом из этих уровней находятся следующие субъекты управления:

- 1) органы власти и управления субъекта Федерации;
- 2) руководство ТГК;
- 3) специализированные компании – посредники.

Государственное управление развитием СКЭ может осуществляться в рамках государственного регулирования электроэнергетики профильными министерствами федерального и регионального уровней, региональными энергетическими комиссиями, а также муниципальными образованиями. Однако, эти органы не осуществляют административно-хозяйственного и технического руководства СКЭ.

Государственное управление развитием СКЭ включает:

- осуществление с помощью экономических и правовых механизмов единой государственной структурно-технологической политики;
- подготовку предложений о финансировании за счет государственного бюджета новых крупных технических решений в рамках государственных программ экономического стимулирования внедрения энергосберегающих технологий, мероприятий по охране окружающей среды;
- поддержку фундаментальных научных исследований в области электроэнергетики и электрификации, финансируемых за счет бюджета;
- контроль выполнения правил строительства и эксплуатации энергетических объектов;

– подготовку предложений по совершенствованию хозяйственного механизма и изменению законодательства в области региональной энергетики;

– формирование региональной энергетической стратегии, являющейся составной частью социально-энергетической политики региона.

Государству принадлежит главная роль в проведении антимонопольной политики посредством регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также установления нормативов рабочей мощности в энергосистеме региона.

Согласование интересов производителей электрической и тепловой энергии, ее потребителей, местных органов власти и населения, а также решение спорных вопросов в процессе функционирования и развития СКЭ осуществляют региональные энергетические комиссии. Контроль за состоянием и техническим уровнем эксплуатации энергетических объектов и качеством электрической энергии, а также за состоянием оборудования и установок у потребителей энергии осуществляется государственными органами энергетического надзора.

Эффективная техническая стратегия ТГК является условием реального осуществления СКЭ своих общественных функций. В качестве технической основы для развития ТГК наиболее подходят современные парогазовые и газотурбинные когенерационные установки, которые должны заменить многие морально и физически устаревшее паротурбинное оборудование. Следует отметить, что в некоторых случаях экономически целесообразно отдавать предпочтение новым паротурбинным когенерационным установкам.

Результатами конкурентного развития СКЭ должны воспользоваться потребители. Они должны получить более дешевую энергию, чем при поставках с оптового рынка системной генерации, а также от альтернативных источников теплоснабжения [41].

Следует подчеркнуть, что начальным импульсом для развития конкуренции на территориальном энергорынке являются новые вводы когенера-

ционных установок на базе современных высокоэффективных энергетических технологий, которые смогут вытеснить действующие устаревшие энергоустановки. В противном случае попытки создать конкурентную среду на основе работающих, устаревших КЭИ желаемых результатов не дадут.

Современные тенденции конкурентного развития СКЭ создают предпосылки к появлению специализированных управляющих компаний – посредников, основная цель которых состоит в интеграции интересов производителей и потребителей энергии, а также государства в области развития региональной энергетической инфраструктуры. Следует отметить, что в пользу создания такой управляющей компании, говорит и тот факт, что совокупные риски строительства новых КЭИ и риски развития когенерации являются слишком высокими, чтобы их совмещать. В этом случае весьма привлекательными могут быть схемы финансирования инвестиций по типу проектного финансирования, где управляющая компания играет ключевую роль. Поэтому основная функция управляющей компании заключается в организации финансирования инвестиций и координации действий всех участников инвестиционного процесса в СКЭ.

Проведенный анализ теоретических основ формирования СКЭ и функционирования КЭИ позволил сформировать следующие ключевые направления развития методологии конкурентного развития СКЭ:

- 1) в рамках системы информационно-аналитического обеспечения конкурентного развития СКЭ необходимо сформировать целостную систему мониторинга состояния СКЭ на основе декомпозиции факторов (генерация, транспорт энергии, энергорынок, энергоэффективность, надежность, экономика, финансы) в различной степени влияющих на уровень конкурентоспособности КЭИ.

- 2) следует разработать систему диагностики конкурентоспособности КЭИ, с использованием прогрессивного аналитического аппарата, которая позволит оценить текущий и спрогнозировать перспективный уровень их

конкурентоспособности в зависимости от вариантов и структуры источников финансирования инвестиций.

3) требуется разработать методический подход к проведению комплексной экономической оценке конкурентных преимуществ КЭИ, входящих в состав централизованной и распределенной СКЭ, который позволит провести совершенствование структуры и оптимизацию топливопотребления в ТГК, а также выбирать наиболее конкурентоспособные варианты развития КЭИ различных типов и мощностей.

4) необходимо разработать стратегию наращивания конкурентных преимуществ СКЭ, которая может включить в себя стратегическую архитектуру конкурентного развития и организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности, являющиеся необходимыми инструментами для развертывания инвестиционного процесса, обеспечивающего масштабное технологическое обновление, рост энергоэффективности и повышение надежности, за счет технологических возможностей, обеспечивающих реализацию конкурентных преимуществ КЭИ, входящих в состав централизованной и распределенной СКЭ.

ГЛАВА 2. ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНКУРЕНТНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

В условиях рыночной экономики СКЭ не может находиться в статическом состоянии, так как это неизбежно приведет к снижению уровня конкурентоспособности КЭИ. Таким образом, КЭИ должны постоянно развиваться, причем это развитие должно иметь позитивную тенденцию в долгосрочном периоде.

Проблема объективной оценки рисков развития СКЭ, требует создания постоянно функционирующей системы информационно-аналитического обеспечения конкурентного развития СКЭ. Такую систему можно построить на основе мониторинга состояния СКЭ, позволяющего проводить анализ возможностей реализации конкурентных преимуществ КЭИ.

2.1. Концепция формирования и функционирования мониторинга

Мониторинг состояния СКЭ является инструментом, повышающим качество и эффективность информационно-аналитического сопровождения инвестиционных проектов, за счет идентификации рисков развития СКЭ под которыми следует понимать возможность возникновения неблагоприятных последствий, характеризующихся снижением уровня конкурентоспособности КЭИ, определяемых совокупностью эндогенных и экзогенных факторов.

Мониторинг состояния СКЭ преследует следующие цели:

- систематическое отслеживание влияющих на субъекты генерации электрической и тепловой энергии процессов и явлений, а также состояния (параметров) конкретных объектов и систем, с позиции выявления и минимизации рисков развития СКЭ;
- анализ, агрегирование, обобщение первичных показателей, расчет или формирование на их основе конечного продукта мониторинга – масси-

ва индикаторов, их динамических рядов и сравнительных значений, характеризующих состояние СКЭ.

Поставленные цели мониторинга состояния СКЭ позволили поставить перед ним следующие задачи:

- выявление состава, источников, характера и остроты рисков развития СКЭ, а также особенностей их проявления и дальнейшей локализации;
- подготовка необходимой информации для последующей диагностики конкурентоспособности КЭИ и выбора наиболее эффективных решений по нейтрализации рисков развития СКЭ.

Эффективность организации мониторинга состояния СКЭ определяется тем, насколько он удовлетворяет требованиям системности, то есть, то насколько в нем взаимно увязываются и учитываются:

- цели и задачи мониторинга;
- состав объектов мониторинга;
- субъекты генерации электрической и тепловой энергии;
- требования организационного, информационно-аналитического обеспечения и наполнения;
- доведение результатов анализа до разработки направлений по повышению уровня конкурентоспособности КЭИ.

Исходя из характера решаемых задач, на рис. 2.1 показана схема мониторинга состояния СКЭ, которая включает в себя два взаимосвязанных блока: 1) информационный; 2) аналитический.

В рамках информационного блока важно обеспечить полноту, достоверность и своевременность поступления информации, а также ее первичную обработку и систематизацию во временном разрезе. Аналитический блок позволяет проводить для каждого объекта мониторинга наблюдение, сбор и обработку первичных данных, учитывающие его специфику и обеспечивающие сопоставимость расчетных значений показателей для диагностики конкурентоспособности КЭИ.



Рис. 2.1. Схема мониторинга состояния СКЭ

В целом эти блоки обеспечивают отслеживание показателей, на основе которых в дальнейшем будет проводиться мониторинг состояния СКЭ. Это позволит в комплексе обеспечить непрерывное наблюдение за всей совокупностью процессов, влияющих на конкурентное развитие СКЭ, и в дальнейшем, провести расчет необходимых индикаторов (в динамике). На основе полученных индикаторов проводится диагностика конкурентоспособности КЭИ, входящих в состав ТГК.

Анализ задач мониторинга состояния СКЭ позволяет сформулировать следующие основные его принципы:

1. Подчиненность задач конкурентного развития СКЭ более общей проблеме развития экономики региона.

2. Непрерывность идентификации процессов и явлений, определяющих риски развития СКЭ.

3. Заблаговременность принятия решений по упреждению и нейтрализации действия рисков развития СКЭ (этот принцип определяется высокой инерционностью инвестиционных процессов).

4. Комплексный (многокритериальный) характер управленческих решений по нейтрализации рисков развития СКЭ и повышению конкурентоспособности КЭИ, состоящий из сопряженных факторов финансового, социально-экономического и производственного характера.

Исходя из перечисленных принципов мониторинг состояния СКЭ, для повышения своей эффективности, может осуществляться в рамках единой территориально-отраслевой системы.

Вышеизложенное позволяет кратко сформулировать основные положения концепции формирования и функционирования мониторинга состояния СКЭ:

– мониторинг включает в качестве отраслевых составляющих отслеживание, оценку и анализ условий надежного и бездефицитного электро- и теплоснабжения на территории;

– мониторинг включает анализ и оценку конкурентных возможностей КЭИ;

– факторологической базой мониторинга должны быть данные корпоративной, общеотраслевой и государственной статистики.

Следует отметить, что эффективность проведения мониторинга в значительной мере зависит от качества и глубины оценки рисков развития СКЭ. Это позволяет проводить группировку объектов мониторинга, с учетом специфики развития КЭИ в конкурентной среде.

2.2. Формирование объектов мониторинга

В процессе мониторинга состояния СКЭ важно определить такие свойства, явления и процессы, которые в своей совокупности отражают ее восприимчивость к рискам развития, приводящим к снижению уровня конкурентоспособности КЭИ и затрудняющих конкурентное развитие СКЭ. Таким образом, эти риски развития должны выступать в качестве объектов мониторинга.

Учитывая специфику конкурентного развития СКЭ, в основном, связанную с одновременным участием ее КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии, всю совокупность факторов, приводящих к появлению рисков развития СКЭ необходимо разбить на две группы – эндогенные и экзогенные. Такая разбивка позволяет проводить их детальный анализ в целях предупреждения и локализации рисков развития, имеющих различную природу происхождения и в конечном итоге, влияющих на динамику конкурентного развития СКЭ.

Эндогенные факторы характеризуют внутреннее состояние СКЭ и способность ее КЭИ к устойчивому развитию в конкурентной среде. Такие факторы целесообразно разделить на три класса: 1) производственно-технологический; 2) экономический; 3) финансовый.

К производственно-технологическому классу следует отнести такие факторы, которые в наибольшей степени влияют на процессы выработки энергии и ее доставки до потребителя без перебоев и потери качества.

- 1) снижение технической надежности когенерационных установок;
- 2) слабая топливная диверсификация;
- 3) сокращение резервов мощностей;
- 4) высокая вероятность отказов оборудования;
- 5) ограничения поставок топлива;
- 6) снижение качества тепловой энергии из-за удаленности от потребителей;

7) значительная доля устаревших когенерационных установок, подлежащих замене;

8) нерациональная структура и размещение КЭИ;

9) высокий уровень потерь энергоносителей;

10) низкий уровень развития энерготранспортной системы.

11) сложность планирования производства из-за колебания цен на электроэнергию на оптовом рынке;

12) высокий износ тепловых сетей

13) отсутствие резервирования тепловых сетей.

Экономический класс включает в себя факторы, которые могут повлиять на решения инвесторов об участии в энергобизнесе и процессах конкурентного развития СКЭ, в частности, к ним относятся:

1) высокий износ основных производственных фондов;

2) снижение инвестиционной привлекательности;

3) ограниченные конкурентные преимущества;

4) низкая энергоэффективность;

5) зависимость эффективности когенерационных установок от сезона года;

6) низкая рентабельность энергобизнеса;

7) нерациональность системы тарифообразования;

8) высокая капиталоемкость;

9) длительные сроки возврата капиталовложений;

10) недополучение прибыли при реализации инвестиционных проектов.

Финансовый класс, как правило, характеризуют факторы, снижающие возможности ТГК в проведении независимой финансовой политики, как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе:

1) дефицит собственных средств для покрытия своих обязательств;

2) использование просроченной кредиторской задолженности в качестве основного источника покрытия запасов и затрат;

3) зависимость энергокомпаний от заемных источников;

4) низкая ликвидность активов;

5) низкая платежная дисциплина потребителей электрической и тепловой энергии, что снижает финансовые возможности производителей энергии;

6) невысокая эффективность управления активами.

К экзогенным факторам, приводящим к появлению рисков развития СКЭ, способным в некоторых случаях усиливать действия эндогенных и приводящих к снижению уровня конкурентоспособности КЭИ, следует отнести:

1) спад промышленного производства, вызвавший значительное снижение технологического теплоснабжения;

2) отсутствие предпочтений со стороны рынка электроэнергии для КЭИ;

3) зависимость от конъюнктуры на фондовом рынке;

4) обострение конкуренции на рынках тепла вследствие рыночной мотивации бизнеса, прежде всего в промышленности;

5) создание конкурентных рынков электроэнергии, требующих интеграции СКЭ в новую систему экономических отношений;

6) экспансия газоснабжающих организаций на локальных рынках тепла, приобретающая агрессивный характер на фоне ожидаемого роста цен на природный газ;

7) затратный принцип формирования тарифов;

8) активизация интереса потребителей к маломощным установкам децентрализованного теплоснабжения (промышленные котельные, индивидуальные теплогенераторы в бытовом секторе и т.д.). Это приводит к отказу потребителей от преимуществ когенерации по причине неприемлемых тарифов и появившимися возможностями доступа к альтернативным установкам модульного типа и максимальной заводской готовности;

9) развитие в городах коттеджной и элитной застройки с повышенными потребительскими требованиями к комфортности и надежности теплоснабжения;

10) появление в системах теплоснабжения высокоэффективных технологий, позволяющих существенно снизить потери тепла при его транспорте и повысить долговечность теплопроводов;

11) нерациональная структура энергобаланса территории, обслуживаемой ТГК;

12) меняющиеся условия баланса спроса и предложения энергии, приводящие к колебанию цен на спотовом рынке;

13) неисполнение договорных обязательств в отношении цен и объемов поставок энергии на контрактном рынке;

14) неразвитость биржевых инструментов хеджирования цен на энергоносители;

15) нарушение финансовых обязательств участниками энергорынка;

16) коммерческие потери энергии;

17) отсутствие стимулирования процессов развития КЭИ со стороны государственных органов.

Анализ структуры рисков развития СКЭ позволяет сделать вывод о том, что энергобизнес в территориальной энергетике характеризуется технологической сложностью, высокой социальной ответственностью и сопровождается проявлением различных негативных явлений, причем в локализации и ликвидации многих из них государство имеет решающее значение и связано это в основном:

– с правовым обеспечением действий субъектов энергобизнеса;

– с системой финансовых гарантий для инвесторов, работающих в условиях повышенных рисков;

– с механизмом регулирования энергобизнеса, минимизирующим влияние рисков развития для собственников КЭИ.

Исходя из анализа факторов, влияющих на возникновение рисков развития СКЭ и их последствий, основные направления работ, необходимые для реализации конкурентных преимуществ КЭИ, служащие основой для разработки объектов мониторинга, могут быть сгруппированы следующим образом:

- 1) снижающие возможность появления рисков;
- 2) снижающие восприимчивость к рискам;
- 3) обеспечивающие надежное и эффективное энергоснабжение потребителей.

Первые две группы относятся к превентивным, а третья – к ликвидационным направлениям работ.

Превентивные меры по снижению восприимчивости КЭИ к рискам развития СКЭ могут осуществляться по следующим направлениям:

1. Меры по снижению зависимости потребителей энергии от условий развития КЭИ, которые включают:

- проведение активной энергосберегающей политики – снижает напряженность энергобаланса и вероятность возникновения дефицита электроэнергии;
- повышение уровня самобалансирования по электроэнергии территорий и крупных предприятий-потребителей;
- диверсификацию источников и используемых видов энергоресурсов, в том числе путем создания технологически более гибких потребительских установок.

2. Меры по улучшению производственно-территориальной структуры СКЭ:

- развитие межрегиональных энергетических связей для более полной интеграции энергоизбыточных и энергодефицитных регионов;
- совершенствование состава и структуры КЭИ;
- рациональное сочетание централизованной и распределенной СКЭ.

3. Меры по созданию базовой системы энергоснабжения с централизованным управлением (на основе ТГК):

- экономически обоснованное размещение КЭИ по территории;
- расширение стратегических запасов и резервов основных энергоресурсов, а также возможностей взаимозаменяемости отдельных видов топлива;
- создание запасов материалов, инструментов и машин для выполнения аварийно-восстановительных работ.

4. Меры по повышению надежности функционирования СКЭ:

- освоение высокоэффективного и маневренного энергетического оборудования с благоприятными показателями надежности, долговечности и ремонтпригодности;
- осуществление активной политики технического перевооружения существующих и строительства новых энергогенерирующих объектов;
- повышение надежности энергоснабжения потребителей с нейтрализацией факторов, обуславливаемых прогрессирующим физическим износом оборудования, диспропорциями в структуре энергетических мощностей, высокой концентрацией мощности энергоисточников;
- повышение и рационализация элементной и структурной надежности тепловых сетей.

5. Меры по активизации инвестиционной деятельности в СКЭ:

- повышение уровня конкурентоспособности КЭИ на территориальном энергорынке;
- определение наиболее оптимальных источников финансирования инвестиций;
- совершенствование системы тарифообразования;
- улучшение финансовых показателей;
- разработка и обоснование инвестиционной программы с учетом конкурентных возможностей;
- снижение ценовых рисков.

Предложенные направления работ по предупреждению и нейтрализации рисков развития СКЭ вытекают из задач и функций руководства ТГК, промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства, а также системы государственного регулирования территориальной энергетики, которая опирается на соответствующие правовые, экономические и организационно-технические механизмы.

Среди ликвидационных мер важную роль следует отвести перераспределению энергоресурсов, ограничению и отключению потребителей с учетом социальных приоритетов, и необходимости сохранения, хотя бы на минимально допустимом уровне, систем жизнеобеспечения населения и производительных сил.

Система мер государственного регулирования, регламентирующая и обеспечивающая действенность конкретных решений экономического, социального, технологического и другого характера, реализуется через соответствующую систему нормативно-правовых решений.

Совершенствование правовой системы является в основном прерогативой федеральных органов управления. Региональные органы управления, принимая к исполнению законодательные и другие нормативно-правовые акты федерального уровня, исходя из принципов разделения полномочий центра и регионов, в пределах своей компетенции проводят эту работу на территориальном уровне. Характеризуя направления этой группы, следует отметить следующее. Разработка нормативно-правовых актов подразделяется на принятие энергетического законодательства, федерального и регионального, нормативов и правил технической эксплуатации генерирующих мощностей. Последнее больше относится к деятельности административных органов системы управления территориальной энергетикой, в пределах юридического верховенства законодательных актов. Таким образом, энергетическое законодательство должно отражать:

- роль и функции государственных органов власти в регулировании процессов развития и функционирования;

- формы государственного участия в управлении, а также формы и случаи административного вмешательства;
- формы ответственности организаций и лиц за невыполнение законов, нормативов, обязательств и т.д.;
- регламентацию взаимных отношений субъектов системы управления.

Последнее предусматривает взаимную технологическую ответственность поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии, в том числе на уровне посредников.

Проведенный анализ рисков развития СКЭ и мер по их нейтрализации позволил определить сферы мониторинга:

- сфера генерации – КЭИ, включая основные экономические и ресурсные факторы, а также условия ее функционирования и развития;
- сфера энергопотребления – комплексы, отрасли, предприятия, коммунально-бытовые объекты.

Для повышения качества функционирования мониторинга состояния СКЭ и учета всей совокупности эндогенных и экзогенных факторов, в наибольшей степени ответственных за возникновение рисков развития СКЭ, перечисленные сферы были разбиты на семь групп, условно характеризующих конкурентные возможности КЭИ и в наибольшей степени влияющих на процесс их адаптации в конкурентной среде:

- 1) генерация энергии;
- 2) транспорт энергии;
- 3) энергорынок;
- 4) энергоэффективность;
- 5) надежность;
- 6) экономика;
- 7) финансы.

Структура объектов мониторинга состояния СКЭ показана на рис. 2.2. Такая мультипликация объектов мониторинга обусловлена:

- необходимостью оценивать риски развития СКЭ по обобщенным показателям;
- необходимостью оценивать одновременно абсолютные и относительные значения показателей;
- многоаспектностью объектов мониторинга;
- наибольшей степенью влияния на формирование конкурентных возможностей КЭИ.

Выделенные группы объектов мониторинга состояния СКЭ являются основными слагаемыми конкурентоспособности КЭИ, как на территориальном энергорынке, так и на рынке инвестиций. Так как эти объекты, в основном, характеризуют производственный и финансово-экономический потенциал СКЭ, а также показывают направление развития конкурентных преимуществ, выгодно отличающих когенерацию энергии от раздельной выработки энергии. Это обеспечивает устойчивое положение КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии, а с точки зрения перспектив развития формируют и укрепляют конкурентные возможности всей СКЭ.

Первая группа объектов мониторинга состояния СКЭ характеризует возможности покрытия потребности в электрической и тепловой энергии с помощью КЭИ.

Следующая, вторая группа объектов мониторинга состояния СКЭ показывает состояние и перспективы развития транспортной системы, от которой во многом зависит конкурентоспособность КЭИ, особенно на рынке тепловой энергии.

Группа объектов, отражающих состояние территориального энергорынка, показывает уровень потребления электрической и тепловой энергии, в том числе максимальную нагрузку. Электрические связи показывают уровень дефицита (избытка) электроэнергии на территории и объемы поставок для покрытия максимума нагрузки из соседних регионов.



Рис. 2.2. Структура объектов мониторинга состояния СКЭ

В четвертую группу объектов мониторинга, характеризующих энергоэффективность, входят показатели, отражающие объемы потребления топлива по видам, а также по каждому КЭИ. Кроме этого, показывается уровень потерь при транспортировке электрической и тепловой энергии.

В группу объектов, характеризующих надежность и резервирование, входят показатели, отражающие уровень загрузки КЭИ, а также запасы угля и мазута. Кроме этого, рассматриваются коммуникационные резервы в части пропускной способности линий электропередач, тепловых сетей и газопроводов. Надежность оценивается по показателям недопоставок электрической и тепловой энергии потребителям из-за нарушения производственного цикла на КЭИ, главным образом из-за аварий и внеплановых остановов.

Экономическую группу объектов мониторинга состояния СКЭ характеризуют технико-экономические показатели, показывающие уровень затрат, производительность, фондоотдачу, величину износа основных производственных фондов на ТЭЦ. Важной составляющей этой группы являются показатели инвестиций в новое строительство и техническое перевооружение КЭИ, а также в непроизводственную сферу и природоохранные мероприятия. На активизацию инвестиционного процесса в значительной мере влияет структура источников инвестирования. Развитие кадров показывает уровень затрат на подготовку и повышение квалификации работников.

В финансовой группе объектов мониторинга состояния СКЭ находятся показатели, в основном, отвечающие за инвестиционную привлекательность. К таким показателям относятся: финансовая устойчивость, ликвидность, деловая активность, рентабельность и деятельность на рынке ценных бумаг. Финансовый потенциал ТГК определяется достигнутыми за отчетный период финансовыми результатами (величиной получаемой прибыли или убытков, уровнем рентабельности и т.п.) и, кроме того, характеризуется структурой капитала и источников финансирования. Финансовое состояние ТГК с точки зрения конкурентоспособности на свободном рынке следует

рассматривать с позиции, как краткосрочной (ликвидность и платежеспособность ТГК), так и долгосрочной (финансовая устойчивость ТГК) перспективы.

2.3. Методический подход к формированию системы индикативных показателей

На основе предложенных объектов мониторинга состояния СКЭ, в дальнейшем, формируется система индикативных показателей.

Источником получения информации является официальная корпоративная и государственная отчетность, а для определения значимости каждого индикативного показателя могут быть использованы нормативные документы органов, регулирующих рынок энергии и требования инвесторов к оценке перспектив конкурентного развития СКЭ.

Для обеспечения требуемого уровня научной обоснованности система индикативных показателей должна формироваться с учетом следующих общих принципов, составляющих основу индикативного анализа [27]:

1) комплексности, требующей анализа всех сторон объекта исследования – территориальной, отраслевой, технологической, экономической, финансовый, инвестиционный и др.;

2) иерархичности территориально-производственных структур с учетом, как внутренних взаимосвязей и взаимозависимостей, так и внешних факторов с позиций рассмотрения объекта исследования как элемента экономического пространства более высокого уровня;

3) альтернативности, предусматривающего выявление и обоснование перспективных вариантов развития, а также определения направлений социально-экономического развития территории;

5) приемлемого риска, то есть выявления и реализации, доступных мер, направленных на защиту развития КЭИ в условиях конкуренции;

6) соизмеримости технической, энергетической, финансово-экономической составляющих конкурентоспособности КЭИ.

Анализ объектов мониторинга, характеризующих состояние ТГК, непосредственно влияющих на усиление конкурентных возможностей энергокомпании, позволил сформировать массив показателей для каждой группы мониторинга (табл. П.1.1). В дальнейшем по этим показателям будут построены динамические ряды индикативных показателей для проведения диагностики конкурентоспособности КЭИ.

Сформированная совокупность исходных показателей, приведенных в табл. П.1.1, необходимых для мониторинга состояния СКЭ, свидетельствует о том, что государственными каналами охвачена незначительная часть от рассмотренного числа показателей. Остальная часть информации является корпоративной. Ей свойственны большая степень распыленности, неполноты, слабая сопоставимость и низкая степень доступности. Для изучения состояния конкурентной среды представляется целесообразным создать единую систему индикативных показателей, лежащих в основе системы диагностики конкурентоспособности КЭИ. Таким образом, базовую информацию о текущих (отчетных) значениях всех индикативных показателей, охватываемых мониторингом, необходимо подготавливать через систему государственной и внутрикорпоративной статистической отчетности:

- 1) энергокомпании;
- 2) независимые производители энергии;
- 3) предприятия и организации всех отраслей, являющиеся потребителями энергии на территории;
- 4) организации, выполняющие ремонт, наладку, строительно-монтажные работы, производство и поставку оборудования в сфере электроэнергетики;
- 5) организации и комиссии, осуществляющие энергетические обследования (энергоаудит) предприятий всех отраслей, а также комиссии по обеспечению функционирования коммунально-бытового хозяйства в отопительный период.

Базовую информацию о значениях показателей, необходимых для индикативного анализа, могут представлять проектные, научно-исследовательские и ведомственные организации, разрабатывающие экономические прогнозы развития регионов, а также проекты развития электроэнергетики и промышленных корпораций.

С учетом изложенного может быть предложена общая логическая схема построения системы индикативных показателей, включающая следующие этапы:

- 1) определение объектов мониторинга;
- 2) формирование совокупностей первичных (частных) показателей;
- 3) переход от частных показателей к обобщенным – синтетическим индикативным показателям;
- 4) разработка состава индикаторов.

На первом этапе, как отмечалось выше, дается общая структуризация объектов по выделенным направлениям. Затем на втором этапе для каждого из объектов мониторинга выбираются представительные совокупности частных показателей, характеризующих отдельные аспекты деятельности в СКЭ. Ввиду больших размерностей первичных совокупностей возникает необходимость в их агрегировании с получением, так называемых, синтетических индикативных показателей по всем объектам мониторинга.

Для формирования синтетических индикативных показателей не представляется возможным рекомендовать более или менее регулярных методов. Поэтому основным, по-видимому, должны стать процедуры экспертного анализа.

Экспертный анализ является важным элементом исследования экономических систем. Для разработки состава синтетических индикативных показателей экспертный опрос имеет значительные преимущества, главными из которых являются:

– выявляются факторы, имеющие приоритетное значение, и те, которые не оказывают существенного влияния на исследуемый объект. Для це-

лей анализа экспертный опрос должен показывать различия между факторами, определяющими возможность конкурентного развития СКЭ;

– эксперты, являясь специалистами в отдельных областях, оценивают факторы, основываясь на знаниях в своей области. Соотношение мнений разных экспертов позволяет выявить взвешенную оценку исследуемого фактора. Для целей мониторинга состояния СКЭ это позволило определить значения фактора для каждого объекта.

При проведении экспертного анализа можно предложить два методических подхода. Первый из них основывается на получении синтетических индикативных показателей путем «взвешивания» соответствующих частных показателей. Вторым методическим подходом является отбор по каждому из объектов мониторинга одного – двух наиболее представительных частных показателей с приданием им роли синтетических показателей данного объекта.

Заключительный (четвертый) этап состоит в разработке состава индикаторов. По логике вещей индикаторами, по возможности, должны служить сами показатели объектов мониторинга состояния СКЭ. Однако, по условиям его проведения, к отбору индикаторов предъявляется ряд дополнительных требований. Одним из них является необходимость обеспечения сопоставимости количественных оценок во временном разрезе. Иными словами, совокупность индикаторов должна быть пригодна для ранжирования КЭИ по уровню конкурентоспособности. В то же время анализ динамических рядов индикаторов должен позволять судить о том, повышается или снижается уровень конкурентоспособности КЭИ. Другое требование состоит в возможности получения для индикаторов достаточно обоснованных пороговых оценок конкурентоспособности при диагностике и прогнозировании уровня конкурентоспособности КЭИ. Поэтому переход от синтетических показателей к индикаторам может потребовать проведения соответствующих преобразований, основным из которых является их перевод из абсолютных величин в относительные (по отношению к некоторым базовым величинам, определяемым спецификой каждого объекта мониторинга).

Существенные ограничения на выбор индикаторов накладывают условия информационного обеспечения. Поэтому в процедуру мониторинга состояния СКЭ вовлекаются не все возможные индикаторы, сколько бы важными они ни были, а только те, по которым имеется достаточно надежная информация. Очевидно, по мере развития процедуры мониторинга состояния СКЭ и расширения соответствующих банков данных, состав используемых индикаторов, при необходимости, можно будет расширять.

По условиям конкурентного развития СКЭ, формирование индикаторов целесообразно осуществлять по группам объектов мониторинга состояния СКЭ.

В табл. П.1.2 приводятся синтетические индикативные показатели для проведения мониторинга состояния СКЭ, по группам объектов, на основе которых были определены количественные измерители – индикаторы, которые показаны в той же таблице.

Формирование массива индикаторов существенно осложняет то обстоятельство, что, например, объем отчетности ТГК, поступающий по официальным государственным каналам, в последнее время резко сокращен (видимо, из коммерческих соображений). В частности, не составляется сводных форм по топливно-энергетическим балансам территорий, на которых располагается ТГК. Большое сомнение вызывает достоверность представленных в государственной отчетности показателей по коммерческому сектору. Таким образом, отсутствие единой системы информационного обеспечения в региональной энергетике, в современных условиях, делает малодоступной значительную часть информации, которая необходима для непрерывного функционирования системы информационно-аналитического обеспечения конкурентного развития СКЭ, а достижение целей и реализация задач мониторинга состояния СКЭ, позволят регулярно получать базы данных, на основе которых будут формироваться массивы индикативных показателей, необходимые для проведения диагностики и прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ.

ГЛАВА 3. ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УРОВНЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ

3.1. Диагностика конкурентоспособности когенерационных энергоисточников

Конкурентоспособность КЭИ представляет собой систему отношений между производителями электрической и тепловой энергии по поводу формирования, удержания и реализации конкурентных преимуществ, выражающихся в повышении их надежности и эффективности. Поэтому для оценки конкурентных преимуществ когенерации и условий позиционирования СКЭ на территориальном энергорынке, требуется создание методического инструментария, дающего возможность определения уровня конкурентоспособности КЭИ.

Решение поставленной задачи можно осуществить с помощью системы диагностики конкурентоспособности КЭИ, целями которой являются:

- выявление причин появления рисков;
- определение возможностей и способов минимизации рисков развития СКЭ;
- подготовка информационно-методической базы для определения перспективного уровня конкурентоспособности КЭИ.

Достижение поставленных целей возможно лишь при глубоком анализе состояния СКЭ, за счет применения методов системного анализа. Кроме этого возможно применение регулярных методов с эвристическими процедурами, основанными на применении экспертного анализа, так как диагностика конкурентоспособности КЭИ по своему характеру во многом относится к имитационной системе.

Для диагностики конкурентоспособности КЭИ принципиальное значение имеет определение пороговых (предельно допустимых) уровней индикаторов, несоблюдение (превышение или недостижение) которых приво-

дит к развитию негативных, процессов. Изменение значений индикаторов может проявляться как отдельно, так и в сочетании с другими показателями, усиливающими негативные последствия – ослабляющие конкурентоспособность КЭИ.

При проведении диагностики конкурентоспособности КЭИ весьма важно учесть круг индикаторов, отражающих состояние и конкурентные возможности КЭИ. Это дает возможность установить причины снижения уровня конкурентоспособности КЭИ и сконцентрировать ресурсы на наиболее слабых звеньях СКЭ.

Схема диагностики конкурентоспособности КЭИ, показана на рис. 3.1.

Начальным этапом диагностики конкурентоспособности КЭИ является процедура подготовки динамических рядов индикативных показателей (осуществляется с помощью мониторинга состояния СКЭ). Для этого, разработанная база данных, программно связывается с алгоритмом индикативного анализа, что позволяет повысить точность результатов диагностики конкурентоспособности КЭИ и провести обработку больших массивов информации по каждому объекту мониторинга во временном разрезе.

Вся совокупность полученных индикаторов разбивается на индикативные блоки, соответствующие группам объектов мониторинга состояния СКЭ, по которым и проводится диагностика конкурентоспособности КЭИ, с учетом специфики каждого индикативного показателя, входящего в состав того или иного индикативного блока.

Построение индикативных блоков, для проведения диагностики конкурентоспособности КЭИ, должно удовлетворять следующим принципам:

- отражение закономерностей конкурентного развития СКЭ;
- выделение наиболее существенных объектов мониторинга, которые могут быть отнесены к объектам критериального типа, по которым можно судить об уровне конкурентоспособности КЭИ;
- агрегирование объектов мониторинга по общности их природы и направленности воздействия на процесс развития;

- возможность информационной поддержки показателей, определяющих значения каждого рассматриваемого индикативного показателя;
- удобство и возможность классификации уровней конкурентоспособности КЭИ по объектам мониторинга в количественной и качественной формах.



Рис. 3.1. Схема диагностики конкурентоспособности КЭИ

В рамках второго этапа происходит агрегирование индикаторов в индикативные блоки. Это необходимо для учета специфики реализации конкурентных преимуществ когенерации и повышению уровня конкурентоспособности КЭИ.

На третьем этапе проводится индикативный анализ по каждому индикативному блоку и в целом по объекту. Это позволяет проводить классификацию в зависимости от уровня конкурентоспособности КЭИ.

На заключительном – четвертом этапе проводится подготовка информационно-методической базы для прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ.

3.1.1. Методические аспекты индикативного анализа

Классификация КЭИ (объектов), по уровням конкурентоспособности, в соответствии со спецификой каждого индикативного блока, и по ситуации в целом проводится с помощью разработанного алгоритма индикативного анализа, состоящего из двенадцати этапов, схема которого показана на рис. 3.2.

Сущность каждого этапа алгоритма индикативного анализа заключается в следующем.

Этап 1. В методике индикативного анализа используется понятие «расстояние в многомерном пространстве», поэтому следует провести нормировку исходной информации. Нормировка по координате X проводится по формуле [10]

$$X_i^H = \frac{X_i - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}}, \quad (3.1)$$

где X_i^H – нормированное значение i -го индикативного показателя по координате X ; X_i – фактическое значение i -го индикативного показателя по координате X ; X_{\min} – минимальное значение координаты X в выборке; X_{\max} – максимальное значение координаты X в выборке.



Рис. 3.2. Схема алгоритма индикативного анализа

Этап 2. Для дифференциации индикативных показателей по отдельным группам конкурентоспособности применяется формальная многомерная статистическая процедура – кластерный анализ [70, 91, 233, 239]. Разработанная методика кластерного анализа, учитывающая специфику диагностики конкурентоспособности КЭИ, представлена в прил. 2.1.

В результате применения кластерного анализа появляется возможность классификации индикативных показателей по группам конкурентоспособности – нормальная (Н), переходная (П) и критическая (К).

Далее приведены правила, характеризующие каждое из этих состояний с точки зрения остроты угроз конкурентному развитию СКЭ.

Нормальная группа характеризуется, либо полным отсутствием, либо таким слабым влиянием угроз развитию со стороны внешней и внутренней среды, которые упреждаются действиями субъектов управления СКЭ, а также рыночными регулируемыми процессами. Вошедшие в эту группу КЭИ имеют высокий уровень конкурентоспособности.

Переходная группа означает существенное влияние рисков развития СКЭ и показывает низкую конкурентоспособность КЭИ. В таком состоянии требуется проводить срочные, порой высокозатратные действия по снижению рисков развития СКЭ. Эти действия, как правило, находятся в пределах собственных ресурсных возможностей КЭИ. Однако недостаточно энергичные мероприятия по выводу КЭИ из этой группы в нормальную, либо промедление с их выполнением чреваты повышением рисков развития СКЭ, в результате чего КЭИ могут перейти в следующую, критическую группу.

Критическая группа характеризуется значительным ослаблением сопротивляемости к рискам развития СКЭ и значительным снижением уровня конкурентоспособности КЭИ. В этих условиях оказывается достаточно сложно, в короткий срок, справиться с угрозами собственными силами. Для преодоления такой ситуации требуется мобилизация собственных и привлеченных ресурсов, которая сможет повлиять на повышение уровня конкурентоспособности КЭИ. Попадание значительного числа КЭИ в критическую

группу грозит потерей устойчивости конкурентного развития СКЭ, а также может привести к утрате конкурентных преимуществ КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии.

Этап 3. Процедура дискриминантного анализа, на этом этапе, используется для определения пороговых значений (координат) между основными группами – нормальной и переходной, а также между переходной и критической. Методика дискриминантного анализа представлена в прил. 2.2.

Этап 4. На этом этапе индикативного анализа проводится определение пороговых значений между группами конкурентоспособности для каждого индикативного блока.

Определение пороговых значений группами и последующее их разделение на уровни конкурентоспособности проводится с использованием авторского метода секущих гиперповерхностей, использующего в качестве разделяющей поверхности – шар, уравнение которого в n -мерном пространстве с центром в начале координат выглядит следующим образом [10, 62, 80]:

$$X_{j1}^2 + X_{j2}^2 + \dots + X_{jn}^2 = R^2, \quad (3.2)$$

где X_{j1} , X_{j2} и X_{jn} – координаты в n -мерном пространстве для j -го индикативного блока; R – радиус гипершара.

Следует отметить также и то, что применение так называемого гипершара в качестве разделяющей поверхности позволяет точно проследить взаимное изменение значений индикаторов при их перемещении по поверхности.

Исходя из требований построения секущих гиперповерхностей необходимо проведение масштабирования осей таким образом, чтобы максимальный радиус гипершара, определяющий наибольший пороговый уровень, был близок к единице.

В соответствии с этим требуется провести нормирование координат точек пересечения разделяющих поверхностей и прямых, соединяющих

центры классов. Это позволит в дальнейшем рассчитать длину радиуса гипершара и с его помощью определить пороговое значение.

Нормированные значения координат точек пересечения определяются по формулам:

а) для нормальной и переходной групп (Н – П):

$$X_{i\Pi}^H = \frac{X_i}{X_{i\Pi}^0}, \quad (3.3)$$

где X_i – исходное значение индикативного показателя i ; $X_{i\Pi}^0$ – значение координаты точки пересечения (Н – П).

б) для переходной и критической групп (П – К):

$$X_{iK}^H = \frac{X_i}{X_{iK}^0}, \quad (3.4)$$

где X_{iK}^0 – значение координаты точки пересечения (П – К).

Величины радиусов разделяющих поверхностей определяются следующим образом:

$$R_{H-\Pi} = \sqrt{\sum_{i=1}^n X_{i\Pi}^H}, \quad (3.5)$$

$$R_{\Pi-K} = \sqrt{\sum_{i=1}^n X_{iK}^H}. \quad (3.6)$$

где n – число индикаторов в блоке.

Этап 5. Как показал опыт автора в диагностировании, разделение на три группы (Н, П, К) слабо дифференцирует качественное состояние объекта, не позволяя в достаточной степени установить степень реакции на снижение уровня конкурентоспособности КЭИ. Поэтому целесообразно внутри переходной критической групп выделить по три уровня, различающихся стадиями снижения конкурентоспособности КЭИ (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Классификация состояний по конкурентоспособности

Группы конкурентоспособности	Уровень конкурентоспособности	Обозначение
Переходная	Высокий	П1
	Средний	П2
	Нестабильный	П3
Критическая	Низкий	К1
	Угрожающий	К2
	Слабый	К3

В порядке снижения уровня конкурентоспособности объекта, переходная группа подразделяется на – высокий (П1); средний (П2) и нестабильный (П3), а критическая группа на – низкий (К1); угрожающий (К2) и слабый (К3) уровни.

Как уже отмечалось, разбиение основных групп конкурентоспособности на уровни, проводится с использованием метода «секущего гипершара». Такие пороговые уровни можно определить по следующим формулам [62, 80]:

$$R_{П1} = R_{H-П}, \quad (3.7)$$

$$R_{П2} = (R_{П-K} - R_{H-П})/3 + R_{H-П}, \quad (3.8)$$

$$R_{П3} = 2 \cdot (R_{П-K} - R_{H-П})/3 + R_{H-П}, \quad (3.9)$$

$$R_{К1} = R_{П-K}, \quad (3.10)$$

$$R_{К2} = (1 - R_{П-K})/3 + R_{П-K}, \quad (3.11)$$

$$R_{К3} = 2 \cdot (1 - R_{П-K})/3 + R_{П-K}, \quad (3.12)$$

где $R_{H-П}$ и $R_{П-K}$ – радиусы поверхностей, разделяющих основные группы конкурентоспособности: нормальную – переходную и переходную – критическую соответственно.

Схема классификации конкурентоспособности КЭИ для переходной группы показана на рис. 3.3.

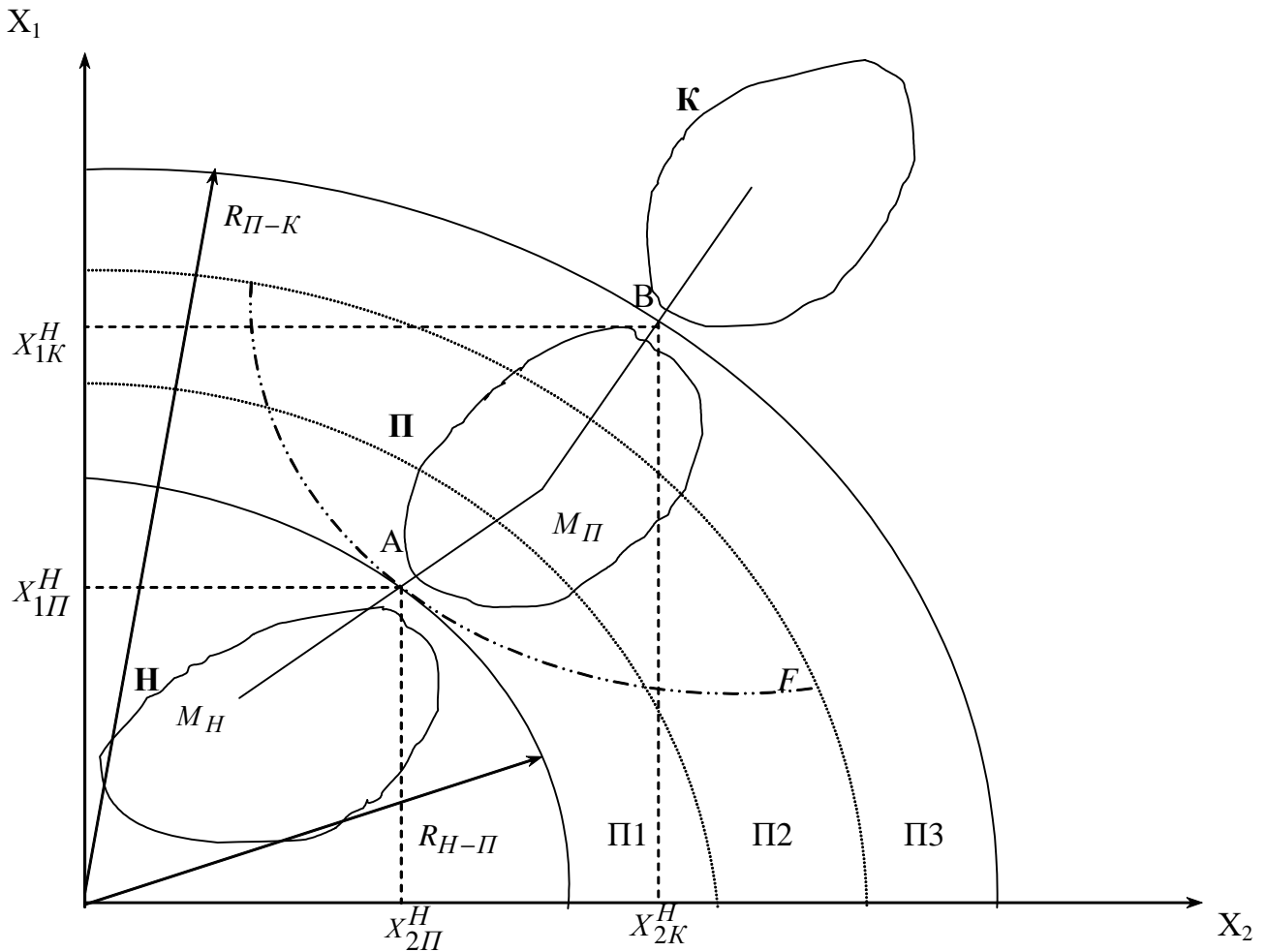


Рис. 3.3. Схема классификации конкурентоспособности КЭИ
(для переходной группы)

Этап 6. На данном этапе проводится определение координат объекта в индикаторных осях и классификация состояния по индикативным блокам.

Для определения состояния по блоку j необходимо определение расстояния от начала координат до объекта в осях индикаторов i по следующему выражению:

$$X_{jim}^H = \sqrt{(X_{j1m}^H)^2 + \dots + (X_{jim}^H)^2 + \dots + (X_{jnm}^H)^2}, \quad (3.13)$$

где $m = H, П1, П2, П3, K1, K2, K3$, $i = \overline{(1, n)}$.

При этом процесс классификации состояния объектов должен проводиться итерационно. На первом шаге для порога $H - П$ после построения

гипершара выделяются и исключаются из рассмотрения точки, относящиеся к нормальному состоянию. На втором шаге строится радиус гипершара $\Pi - K$ и проводится разделение объектов на переходную и критическую группы. Для этого определяются правила классификации состояния для блока j , которые представлены в табл. 3.2.

Этап 7. В рамках этого этапа проводится определение координат объекта в осях индикаторных блоков.

Методика определения координат и классификация объектов аналогична этапам 4 и 5, с тем лишь различием, что оси индикаторов (i) заменяются на оси блоков (j). При этом состояние в целом определяется по выражению

$$X_{jm}^H = \sqrt{(X_{1m}^H)^2 + \dots + (X_{jm}^H)^2 + \dots + (X_{nm}^H)^2}, \quad (3.14)$$

где $m = H, \Pi 1, \Pi 2, \Pi 3, K 1, K 2, K 3$, $j = \overline{(1, n)}$.

Правила классификации конкурентоспособности в целом по объекту (КЭИ) представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.2

Правила классификации состояния для блока j

Шаг	Соотношение нормированных значений индикаторов и порогов	Уровни конкурентоспособности
1	$0 \leq X_{jiH}^H < 1$	Повышенный
2	$X_{ji\Pi 1}^H < 1$	Высокий
3	$X_{ji\Pi 2}^H < 1$	Средний
4	$X_{ji\Pi 3}^H < 1$	Нестабильный
5	$X_{jiK 1}^H < 1$	Низкий
6	$X_{jiK 2}^H < 1$	Угрожающий
7	$X_{jiK 3}^H \geq 1$	Слабый

Таблица 3.3

Правила классификации состояния для объекта

Шаг	Соотношение нормированных значений блоков и порогов	Уровни конкурентоспособности
1	$0 \leq X_{jH}^H < 1$	Повышенный
2	$X_{jП1}^H < 1$	Высокий
3	$X_{jП2}^H < 1$	Средний
4	$X_{jП3}^H < 1$	Нестабильный
5	$X_{jК1}^H < 1$	Низкий
6	$X_{jК2}^H < 1$	Угрожающий
7	$X_{jК3}^H \geq 1$	Слабый

Методический подход к проведению *этапов 8, 9, 10 и 11* аналогичен этапам 2, 3, 4 и 5, но при их выполнении используются оси индикаторных блоков.

Этап 12. На заключительном этапе проводится ранжирование КЭИ по уровням конкурентоспособности, которое осуществляется на основе оценки характера ситуации от нормальной до слабой. Следует отметить, что если два каких-либо объекта имеют одинаковую оценку характера ситуации, их ранжирование проводится на основе расстояния, полученного по формулам (3.13) и (3.14), при этом, чем меньше расстояние, тем лучше ситуация, и выше уровень конкурентоспособности КЭИ.

3.1.2. Характеристика конкурентоспособности ТГК-9

Выбор ТГК в качестве объекта индикативного анализа объясняется тем, что уровень конкурентоспособности КЭИ, входящих в ее состав, во многом определяет вектор конкурентного развития всей СКЭ.

Диагностика конкурентоспособности КЭИ в ТГК-9 проводилась в разрезе ее отдельных производственных филиалов, с последующей оценкой уровней их конкурентоспособности. К сожалению, диагностику конкурентоспособности по каждому КЭИ, входящему в состав ТГК-9, провести не удалось из-за специфики требований мониторинга состояния СКЭ к исходным показателям, а также отсутствия некоторых из них по какой-либо причине в официальной отчетности энергокомпании. Кроме этого, предварительный анализ исходной информации по отдельным КЭИ показал, что она не обладает абсолютной корректностью по причине недостатков в статистической отчетности и отсутствия абсолютной уверенности в достоверности данных (в том числе из-за того, что часть из них была получена экспертным и расчетным путем). Информация, необходимая для проведения индикативного анализа, формирующаяся в отчетности на уровне производственных филиалов ТГК-9, оказалась достаточной. Такая информация, в целом, характеризует финансово-экономическое и техническое состояние энергокомпании и вполне достаточна для проведения диагностики конкурентоспособности ее КЭИ.

Полученные данные, особенно экономические показатели (прибыль, рентабельность), не дают полную картину финансово-экономической эффективности деятельности ТГК-9. Они скорее свидетельствуют о том, что государство посредством установления тарифов на энергию регламентирует прибыльность энергокомпании. Установление тарифов на основе затратных принципов и перекрестного субсидирования в определенной степени не исключает завышения показателей себестоимости. В этом случае можно говорить о возможно неэффективной деятельности компании, несмотря на положительные значения показателей прибыли и рентабельности. Об этом косвенно свидетельствуют убытки отчетного года и прошлых лет у некоторых КЭИ, при положительных значениях прибыли и рентабельности от основного вида деятельности.

Введение элементов рыночного ценообразования на свободном конкурентном энергорынке может в корне изменить ситуацию в сторону снижения производственных издержек и повышения эффективности деятельности ТГК. Это показывает, что для определения уровня конкурентоспособности КЭИ особое внимание следует уделить показателям, характеризующим техническое состояние, а также некоторым финансовым показателям (например, платежеспособность и ликвидность, финансовая устойчивость и деловая активность).

Учитывая изложенные обстоятельства, диагностика конкурентоспособности производственных филиалов ТГК-9 проведена по семи индикативным блокам, которые формируются в процессе мониторинга состояния СКЭ. Эти блоки условно характеризуют результаты деятельности ТГК-9, внешнюю среду и специфику реализации конкурентных преимуществ КЭИ: генерация энергии; транспорт энергии; энергорынок; энергоэффективность; надежность и резервирование; экономика; финансы.

В табл. П.1.3 показана объектно-структурная характеристика энергогенерирующих мощностей ТГК-9 по производственным филиалам, располагающимся в Пермском крае, Свердловской области и республике Коми.

Результаты расчетов значений нормированных порогов по уровням конкурентоспособности для каждого индикативного блока приведены в табл. 3.4, в последующем по ним проведена классификация конкурентоспособности производственных филиалов ТГК-9.

Расчеты пороговых значений и классификация состояний по уровням конкурентоспособности выполнены на базе статистической графической системы *STATGRAPHICS Plus for Windows* (версия 7.0), а также с использованием табличного процессора *MS Excel 2010*.

Результирующие оценки уровня конкурентоспособности для каждого производственного филиала ТГК-9, по индикативным блокам, а также общая оценка ситуации и ранги приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.4

Значения нормированных пороговых уровней

Наименование индикативного блока	<i>Пороговые уровни</i>					
	ПК1	ПК2	ПК3	К1	К2	К3
Генерация энергии	0,258	0,371	0,484	0,597	0,731	0,866
Транспорт энергии	0,198	0,298	0,398	0,498	0,665	0,833
Энергорынок	0,456	0,556	0,656	0,756	0,837	0,919
Энергоэффективность	0,245	0,325	0,405	0,485	0,657	0,828
Надежность	0,387	0,524	0,661	0,798	0,865	0,933
Экономика	0,309	0,415	0,521	0,627	0,751	0,876
Финансы	0,248	0,339	0,431	0,523	0,682	0,841
Ситуация в целом	0,300	0,404	0,508	0,612	0,741	0,870

Анализ табл. 3.5 позволил сделать следующие выводы. По блоку генерации энергии относительно благополучная обстановка наблюдалась в производственном филиале ТГК-9, расположенном в Пермском крае, где был отмечен средний уровень конкурентоспособности. Остальные производственные филиалы – Свердловский и Коми, имеют соответственно низкий и угрожающий уровни конкурентоспособности. Такая ситуация объясняется прежде всего крайне низкими темпами вводов новых генерирующих мощностей.

Развитие системы децентрализованного теплоснабжения приводит к сокращению доли СКЭ на рынке тепловой энергии и тем самым ухудшает их технико-экономические показатели когенерационных установок. При этом для повышения уровня конкурентоспособности ТГК-9 необходимо повышение установленной мощности ТЭЦ, что в свою очередь требует дополнительных инвестиций и расширение своей доли на рынке тепловой энергии.

Таблица 3.5

Результирующие оценки диагностики конкурентоспособности ТГК-9

Производственный филиал		Наименование индикативного блока							Общая ситуация	Ранг
		Генерация энергии	Транспорт энергии	Энергорынок	Энергоэффективность	Надежность	Экономика	Финансы		
Пермский	r	0,326	0,447	0,487	0,472	0,693	0,708	0,595	0,532	1
	ХС	П2	П3	П2	П3	П3	К1	К1	П3	
Свердловский	r	0,648	0,415	0,678	0,586	0,811	0,772	0,645	0,650	2
	ХС	К1	П3	П3	К1	К1	К2	К1	К1	
Коми	r	0,823	0,614	0,706	0,754	0,809	0,785	0,748	0,748	3
	ХС	К2	К2	П3	К2	К1	К2	К2	К2	

Примечание. r – значение радиуса разделяющей поверхности; ХС – характер ситуации.

Блок транспорта энергии показывает, что Пермский и Свердловский производственные филиалы ТГК-9 находятся на нестабильном уровне конкурентоспособности, а производственный филиал в республике Коми перешел на угрожающий уровень. Такая ситуация характеризуется прежде всего плохим состоянием тепловых сетей, требующих постоянного ремонта и низкими объемами расходов на их развитие. Во многом по этим причинам потребители тепловой энергии отказываются от централизованного теплоснабжения и сооружают собственные энергогенерирующие источники. На рост потерь в электрических сетях влияет фактор надежности энергетического оборудования, который отражается на показателях готовности КЭИ к покрытию нагрузки. Тем не менее, одной из главных причин высоких потерь в электрических сетях является ухудшение характеристик электросетевого оборудования из-за повышенного износа. При этом увеличение доли потребителей низкого и среднего напряжения, наблюдающееся в настоящее

время, ведет к потерям в электрических сетях и приводит к изменению характера графиков нагрузок, что ухудшает показатели эффективности использования энергогенерирующего оборудования на ТЭЦ.

Анализ состояния энергорынка на территориях, обслуживаемых ТГК-9, показывает, что в настоящее время, происходит рост потребления тепловой и электрической энергии (особенно сильно в Свердловской области). Одновременно с этим происходит и рост тарифов, который не компенсирует снижение качества энергоснабжения. Так, ситуация по блоку, характеризующему влияние энергорынка на уровень конкурентоспособности КЭИ, следующая. Свердловский и Коми филиалы находятся на нестабильном уровне конкурентоспособности, а Пермский филиал на среднем уровне. Такая относительно неплохая ситуация объясняется, в первую очередь, наличием преимущественно не рыночных методов ценообразования на энергорынке, что существенно сдерживает конкуренцию между производителями энергии в регионе. Очевидно, что такая ситуация является временной, и в будущем, при внедрении рыночных принципов ценообразования ситуация существенно осложнится, а уровень конкурентоспособности ТГК-9 снизится в основном из-за развития собственных источников теплоснабжения у потребителей – на промышленных предприятиях и в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Энергоэффективность КЭИ является важным показателем, отражающим конкурентные преимущества централизованной СКЭ. Оценка ситуации по блоку энергоэффективности проводилась на основе показателей удельных расходов по видам топлива, используемого на КЭИ ТГК-9, а также показателей потерь энергоносителей, в основном, в тепловых сетях. Свердловский и Коми производственные филиалы ТГК-9 оказались в кризисном состоянии. Так, Свердловский филиал находится на низком уровне конкурентоспособности, а Коми филиал на угрожающем. Пермский филиал достиг нестабильного уровня конкурентоспособности по энергоэффективности. Следует отметить, что во многом на снижение уровня конкурентоспособно-

сти по этому блоку влияет режим эксплуатации когенерационных установок, весьма часто далекий от оптимальных значений. Кроме этого, важным обстоятельством является и тот факт, что не осуществляется оптимизация топливных режимов на КЭИ (там, где это необходимо), за счет диверсификации видов используемого топлива.

Надежность функционирования КЭИ определяется характеристиками ее элементов и структурой централизованной СКЭ. Однако для ТГК характерна зависимость ее надежности как свойства системы выполнять заданные функции по отношению к потребителям. Важную роль в повышении надежности КЭИ играет резервирование. Известно, что на характеристики надежности функционирования когенерационных установок существенно влияют на разнообразие элементов и связей между ними, повышающие гибкость и надежность функционирования КЭИ. Сокращение располагаемых мощностей и, как следствие, понижение коэффициента готовности обусловлено снижением надежности работающего оборудования на КЭИ, которое вызвано большим износом основного производственного оборудования, что является причиной несанкционированных отказов оборудования и возникновения аварийных ситуаций, в результате чего сокращается производство энергии.

Для избежания экономических потерь и снижения уровня конкурентоспособности возрастают требования к надежности когенерационных установок. Проведенные расчеты по блоку надежности показывают, что низкий уровень конкурентоспособности имеют Свердловский и Коми филиалы ТГК-9, а Пермский производственный филиал находится на нестабильном уровне. Такая ситуация, по-видимому, объясняется и тем, что недостаточные объемы инвестиций в электроэнергетику региона приводят к снижению надежности когенерационных установок из-за высокого износа.

По блоку, характеризующему экономическое состояние ТГК-9, были получены следующие оценки. Свердловский и Коми производственные филиалы энергокомпании оказались на низком уровне конкурентоспособности,

Пермский филиал имеет низкий уровень конкурентоспособности. Такая относительно неблагоприятная ситуация объясняется весьма высокой долей изношенного оборудования. Это приводит к росту объема ремонтных работ на КЭИ и тепловых сетях. Поскольку значительная доля энергетического оборудования не выработала свой эксплуатационный ресурс, то это требует проведения более частых и затратных внеплановых ремонтов. Это увеличивает частоту отказов и приводит к возникновению аварийных ситуаций, что снижает мощность энергетического оборудования и выработку энергии. Для уменьшения доли изношенного оборудования и снижения степени кризисности требуются инвестиции, которые, прежде всего, следует направлять на замену устаревших когенерационных установок. Это обстоятельство приводит к повышению себестоимости энергии и некоторому снижению уровня конкурентоспособности КЭИ.

По-прежнему оказывается недостаточным уровень квалификации сотрудников энергокомпании, это может оказаться сдерживающим фактором в развитии кадрового потенциала и привести к авариям на производстве в результате ошибок в управлении. Подготовка и переподготовка персонала станут наиболее актуальными при использовании в будущем технически совершенного и более сложного импортного и отечественного энергетического оборудования.

Важным препятствием на пути повышения уровня конкурентоспособности ТГК-9 оказывается проблема, связанная с инвестиционной привлекательностью и выбором вариантов финансирования инвестиций.

По финансовому блоку оценки уровня конкурентоспособности ТГК-9 все три производственных филиала попали в кризисную ситуацию. В относительно лучшем стоянии оказались Пермский и Свердловский филиалы, оказавшиеся на низком уровне конкурентоспособности, по сравнению с Коми филиалом, где был отмечен угрожающий уровень.

Показатель стоимости имущества ТГК-9 дает обобщенную стоимостную оценку имущественного потенциала компании. Анализ показывает, что

на стоимость имущества ТГК-9 влияет состояние отдельных КЭИ. Так, более половины из них имеют устаревшие когенерационные установки, остаточная стоимость которых является низкой. Данный вывод подтверждается также показателем удельного веса внеоборотных активов в валюте баланса.

Следует отметить, что для ТГК-9 характерна высокая доля внеоборотных активов (в среднем 50–70% валюты баланса). Поскольку основные средства представляют собой ядро материально-технической базы любого предприятия и главный материальный фактор, обуславливающий возможности генерирования прибыли. Высокий удельный вес внеоборотных активов обусловлен высокой стоимостью производственных мощностей. С финансовой точки зрения высокая доля основных средств в активах говорит о «тяжелой» структуре имущества, что повышает производственные риски, поскольку вложения в долгосрочные активы должны окупаться за счет будущих поступлений.

Одним из недостатков ТГК-9 является нерациональная структура оборотных активов, что свидетельствует о низкой эффективности текущей деятельности. Так, значительная доля оборотных средств ТГК-9 приходится на дебиторскую задолженность, которая составляет в среднем, за различные периоды, от 40 до 60%. Проведенные исследования показали, что средний срок расчетов за электрическую и тепловую энергию на отдельных КЭИ составляет более года. Так, в Коми филиале средний срок расчетов за тепловую энергию составляет 270 дней, остальные производственные филиалы также имеют большие проблемы в области расчетов за поставленную энергию. Об этом свидетельствует очень высокая доля дебиторской задолженности в составе оборотных активов (57 %) и низкая доля денежных средств (всего 3 % валюты баланса).

Высокая доля дебиторской задолженности (в том числе просроченной) и низкая доля денежных средств негативно сказывается на оборачиваемости средств в расчетах, а, следовательно, снижает общую эффективность деятельности ТГК-9.

Финансовое состояние ТГК-9 с позиций краткосрочной перспективы характеризуется не только структурой оборотных активов, но и показателями платежеспособности и ликвидности, отражающими способность компании своевременно и в полном объеме произвести расчеты по краткосрочным обязательствам перед кредиторами. Так, коэффициент текущей платежеспособности ТГК-9 приближается к нижней границе норматива, равного единице, что означает превышение оборотных активов над краткосрочными обязательствами. Однако с учетом высокой доли низко ликвидной дебиторской задолженности в составе оборотных активов можно говорить о низкой ликвидности оборотных средств, за счет которых погасить своевременно текущие обязательства оказывается не реально. Коэффициент абсолютной ликвидности является более жестким критерием ликвидности. У ТГК-9 он достаточно низок (примерно в 10–20 раз ниже минимального нормативного значения). Низкие значения этого показателя свидетельствуют о невозможности компаний немедленно погасить большую часть краткосрочных обязательств.

Таким образом, проведенный анализ показал, что баланс ТГК-9 является низколиквидным. У энергокомпании не хватает денежных средств для погашения наиболее срочных обязательств. Для их погашения недостаточно также быстро и медленно реализуемых активов. Положение энергокомпании с этой точки зрения можно назвать кризисным, а уровень конкурентоспособности низким.

Важной характеристикой финансового состояния для любого крупного бизнеса является стабильность их деятельности с позиции долгосрочной перспективы. Поэтому деятельность в долгосрочной перспективе во многом зависит от того, какие источники финансирования являются преобладающими.

Показатели источников финансирования ТГК-9 свидетельствуют, что доля собственных средств энергокомпании в структуре пассивов достаточно сильно дифференцирована. Собственные средства сформированы в основ-

ном за счет добавочного капитала. Кроме этого, имеются непокрытые убытки, как отчетного года, так и прошлых лет, что свидетельствует о неэффективности их финансово-хозяйственной деятельности.

В структуре пассивов наибольшая доля (до 60% в общей структуре пассивов и до 70% в структуре краткосрочных пассивов) приходится на краткосрочную кредиторскую задолженность, что свидетельствует о больших сложностях в работе, высоких финансовых рисках и, следовательно, о нестабильности финансового положения ТГК-9.

Деятельность предприятий в долгосрочном периоде характеризуется показателями финансовой устойчивости. Показатели финансовой устойчивости ТГК-9 позволяют судить о том, что она находится в сложном положении, которое привело к дефициту собственных оборотных средств и высокому уровню заемного финансирования (за счет краткосрочной кредиторской задолженности). По существу, это означает потерю финансовой устойчивости (автономности) и повышение финансовых рисков. Об этом свидетельствуют значения коэффициента обеспеченности собственными средствами, которые существенно ниже норматива. Отрицательные значения показателя свидетельствуют об острой необходимости в увеличении собственных оборотных средств ТГК-9.

Значение коэффициента автономии, который показывает степень зависимости ТГК-9 от заемных источников финансирования, оказалось ниже допустимого нормативного значения. Следует отметить, что за счет целевых источников финансирования энергокомпания может снизить ее зависимость от внешних источников и даст возможность в проведении независимой финансовой политики, что весьма вероятно повысит уровень конкурентоспособности энергокомпании.

Немаловажную роль для оценки финансовых возможностей играет сопоставление активов и обязательств. При анализе по данному показателю выявлено, что ТГК-9 имеет пассивное сальдо задолженности. Это свидетельствует о том, что энергокомпания имеет регулярные отсрочки платежей

своих должников. Данный факт вкупе с высокой долей кредиторской задолженности в структуре пассивов подтверждает вывод о крайне низкой финансовой устойчивости ТГК-9.

Для полноты оценки финансового состояния ТГК-9 были проанализированы показатели деловой активности, которые свидетельствуют об эффективности использования активов. Так, оборачиваемость активов составляет 0,257 об./год. Низкая оборачиваемость связана, по крайней мере, с двумя факторами: неадекватностью объемов производства и продаж, а также плохой платежной дисциплиной покупателей электрической и тепловой энергии.

Результаты диагностики по финансовому блоку показали, что в целом, несмотря на удовлетворительное финансовое состояние отдельных КЭИ, входящих в состав ТГК-9, энергокомпания имеет невысокий уровень конкурентоспособности.

Подводя итог анализу результатов диагностики конкурентоспособности ТГК-9 в целом, необходимо отметить, что Пермский филиал оказался на более высоком уровне, там был отмечен нестабильный уровень конкурентоспособности. В производственных филиалах Свердловской области и республике Коми уровень конкурентоспособности оказался низким и угрожающим соответственно.

Многие перечисленные негативные факторы, влияющие на уровень конкурентоспособности КЭИ, связаны с отраслевыми особенностями и отсутствием конкурентного рынка энергии. Например, монопольное положение предприятий отрасли по отношению к поставщикам топливных ресурсов создает условия для сознательной отсрочки выполнения своих обязательств. Одной из причин неплатежей покупателей электрической и тепловой энергии, в некоторых случаях, является жесткая привязка предприятий-неплательщиков к производителям энергии по региональному признаку и, соответственно, отсутствие каких-либо финансовых гарантий и реальных возможностей КЭИ отказаться от контрагентов, не выполняющих свои обя-

зательства, и предъявить к ним жесткие санкции вплоть до отказа им в энергоснабжении. Негативное влияние на уровень конкурентоспособности также оказывает несовершенство налогового законодательства и неэффективная тарифная политика, что значительно ограничивает возможности развития энергокомпаний и во многом сдерживает конкуренцию в отрасли.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости ускорения развития ТГК-9 для предотвращения негативных последствий, связанных со снижением конкурентоспособности, которые могут привести к серьезным последствиям, которыми могут быть: увеличение дефицита электрической и тепловой энергии на территории; ограничение энергоснабжения потребителей; обострение конкуренции не в пользу СКЭ.

3.2. Прогнозирование уровня конкурентоспособности когенерационных энергоисточников

Проявление интереса бизнеса к территориальной генерации энергии, растущая роль энергетических факторов в функционировании и развитии экономики региона, а также обеспечении жизнедеятельности населения, делает актуальными вопросы, связанные с разработкой методического аппарата по прогнозированию уровня конкурентоспособности КЭИ. В дальнейшем это облегчит разработку корпоративных программ развития субъектов когенерации энергии, направленных на реализацию конкурентных преимуществ, в первую очередь, за счет повышения эффективности и надежности.

Прогнозирование уровня конкурентоспособности КЭИ осуществляется с использованием эконометрических моделей, описывающих взаимосвязи между показателями (табл. П.1.2), характеризующими определенные аспекты деятельности субъектов когенерации энергии в СКЭ. Эти взаимосвязи могут быть отображены с помощью уравнений, каждое из которых описывает одну из зависимостей между исследуемыми показателями. Кроме того, в эконометрическую модель могут быть включены выражения, отражающие

тренды развития отдельных процессов с учетом временных лагов, а также тождества, характеризующие балансовые соотношения между рассматриваемыми показателями.

Концептуально, эконометрическая модель содержит две группы переменных. К первой из этих групп отнесены так называемые эндогенные переменные Y , которые в силу принятых положений подлежат оценке на основе формируемых моделей. Вторую группу образуют экзогенные переменные X , которые по определению независимы от внутренней структуры процесса, и их значения устанавливаются вне эконометрической модели [51, 57].

В структурной форме эконометрическая модель, содержащая n эндогенных и m экзогенных переменных, может быть записана следующим образом [216]:

[illegible]

Принятая форма модели позволяет, с одной стороны, раскрыть причинно-следственные механизмы зависимостей между исходными показателями, а с другой стороны, отразить взаимосвязи, складывающиеся внутри совокупности показателей – индикативных блоков. Таким образом, задача прогнозирования показателей, характеризующих уровень конкурентоспособности КЭИ на основе изучения предыстории и экстраполяции, в общем смысле, состоит из трех этапов.

Первый этап состоит в описании динамического ряда прогнозируемого показателя. На втором этапе проводится верификация моделей. На заключительном этапе производится прогнозирование изменения показателей для будущих периодов времени. Таким образом, описание динамического ряда прогнозируемого показателя обычно сводится к выявлению тенденции тренда изменения показателя на основании имеющихся сведений о таких изменениях в прошлом.

При разработке эконометрических моделей из общего арсенала средств прогнозирования могут быть отобраны те группы методов, которые в наибольшей степени отвечают условиям реализации конкурентных преимуществ КЭИ, отягощаемых явлениями неопределенности развития в условиях конкуренции и хорошо приспособленные для работы с обучающими выборками малой размерности.

Большой круг проблем порождает специфические условия информационного обеспечения для прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ (достоверность, большой объем времени, затрат и т.п.). Ввиду этого, при проведении подобных исследований приходится использовать выборки малой размерности, для которых должны быть разработаны специальные алгоритмы и методы.

По поводу проблем, вызванных информационными факторами, известный экономист В. Леонтьев отмечал: «... неудивительно, что мы сталкиваемся с избытком теоретических моделей и недостатком исходных данных, необходимых, чтобы эти модели не остались на бумаге» [107].

С учетом этих обстоятельств, для прогнозирования уровня конкурентоспособности наиболее целесообразно использование факторно-регрессионных моделей, при этом в качестве факторов можно использовать блоки индикативного анализа, каждый из которых по-своему характеризует конкурентоспособность КЭИ.

Построение моделей базируется на традиционных методах математической статистики – корреляционном и регрессионном анализе. Однако эти методы при их использовании в чистом виде имеют существенные недостатки. Главным недостатком можно считать невозможность учета в моделях значительной части показателей из-за наличия сильных корреляционных связей между ними – мультиколлинеарности переменных [66, 216].

Для преодоления этой проблемы можно предложить, подход к построению эконометрических моделей, позволяющий учесть всю совокупность влияющих показателей, необходимых для прогнозирования уровня конку-

рентоспособности КЭИ. Этот подход основан на применении специальных методов многомерного статистического анализа, в частности, факторного [74, 212], обеспечивающего замену исходного пространства переменных совокупностью ортогональных факторов.

Основная идея факторного анализа заключается в проецировании совокупности векторов наблюдений в исходном пространстве на подпространство ортогональных факторов, при котором первый фактор оттягивает на себя максимум суммарной дисперсии наблюдений, а каждый последующий – максимум остаточной дисперсии. Таким образом, факторная модель, связывающая исходные параметры и результирующие факторы, определяется через матрицу факторных нагрузок, которая рассчитывается на основе ортогональной матрицы собственных векторов и диагональной матрицы собственных чисел корреляционной матрицы с диагональными элементами, расположенными в порядке их убывания.

Основные преимущества такого подхода к моделированию перед традиционным регрессионным анализом состоят в следующем:

- а) значительно повышается математическая корректность регрессионного анализа благодаря ортогональности факторов;
- б) упрощается аналитическая запись прогнозируемых показателей за счет существенного снижения размерности пространства переменных;
- в) сужаются доверительные интервалы неопределенности прогноза показателей (за счет увеличения числа наблюдений на одну переменную);
- г) обеспечивается необходимая степень агрегирования с минимальными потерями информации.

Процесс формирования факторно-регрессионных моделей для прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ состоит из трех этапов [61, 66, 74, 122, 208, 212].

На первом этапе выполняется первичный отбор и корреляционный анализ параметров. Одновременно осуществляется переход от исходной матрицы наблюдений к нормированной матрице.

На втором этапе осуществляется выявление совокупности переменных для построения факторно-регрессионных моделей, на основе кластерного анализа корреляционной матрицы параметров, полученной на предыдущем этапе.

На третьем этапе проводится построение зависимостей, включающих в качестве аргументов упомянутые факторы. Получаемые модели являются факторно-регрессионными. Отмеченное сочетание факторного и регрессионного анализа облегчает получение искомым зависимостей при использовании малых выборок и неоднозначности исходной информации.

Схема прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ, в соответствии с изложенным выше методическим подходом, показана на рис. 3.4.

Ввиду специфических особенностей развития конкурентных преимуществ КЭИ, факторы, влияющие на конкурентное развитие СКЭ в преобладающей массе, характеризуются низкой степенью регулируемости и большими временными лагами для повышения уровня конкурентоспособности [53, 114, 170, 196, 227]. Эти обстоятельства обуславливают необходимость заблаговременной разработки и реализации таких вариантов реализации конкурентных преимуществ КЭИ, которые способны органично вписаться в общую стратегию развития экономики региона.

Предложенный методический подход к прогнозированию уровня конкурентоспособности КЭИ, так же, как и диагностика, иллюстрируется на примере трех производственных филиалов ТГК-9 – Свердловский, Пермский и Коми.



Рис. 3.4. Схема прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ

В качестве обучающей выборки для формирования эконометрических моделей использовались динамические ряды показателей (индикаторов), агрегированные в индикативных блоках за промежутки времени с 1994 по 2014 год. Такой весьма представительный учет условий, характеризующих уровень конкурентоспособности предложенных КЭИ, позволяет осуществить более или менее полную увязку их финансово-экономических и технико-экономических показателей в рамках эконометрической модели. Проведенная диагностика (на примере ТГК-9), показала, что для прогнозирования

ния уровня конкурентоспособности КЭИ вполне подходят индикативные блоки, в которые входят все необходимые показатели, учитывающие специфику реализации конкурентных преимуществ КЭИ.

При конструировании моделей, опирающихся на статистическую информацию, существенное значение имеет объем выборочной совокупности. Поскольку ретроспективный период, в течение которого происходило развитие рыночных механизмов в электроэнергетике и экономике, относительно невелик. Поэтому исследуемая выборочная совокупность, включающая всего лишь десять наблюдений, явно относится к классу малых выборок.

Как уже отмечалось, на начальном этапе был проведен корреляционный анализ. В результате этого получена полная (расширенная) матрица коэффициентов парной корреляции для всего пространства переменных и входящие в него подматрицы корреляционных связей между переменными, а также группами переменных, входящих в состав индикативных блоков.

Выявление переменных для факторно-регрессионных моделей осуществлено на основе разработанного алгоритма кластерного анализа, показанного в прил. 3.1, предусматривающего группировку по тесноте корреляционных связей. Расчеты показали, что относительно сильные корреляционные связи (более 0,7) обнаружены у значительной части переменных (более 50 %).

Известно, что результаты классификации переменных могут зависеть от задаваемой величины порогового значения коэффициентов корреляции. В расчетах были использованы пороги, равные 0,7; 0,8; 0,9, при этом было получено три кластера.

В результате проведенного кластерного анализа было выявлено, что наиболее мощным оказался второй кластер, далее следуют в порядке убывания первый и третий.

На следующем этапе разрабатываются факторно-регрессионные модели. В общем случае при выборе вида факторно-регрессионных моделей в качестве аргументов целесообразно использовать переменные из разных

кластеров. Это позволяет избежать мультиколлинеарности пространства переменных. С этой точки зрения наиболее информативными оказываются переменные, попадающие в центры кластеров. В то же время внутри самого кластера отбор производился по тесноте корреляционных связей.

Построенные факторно-регрессионные модели сами по себе обладают относительно высокой аппроксимирующей способностью, о чем в первом приближении можно судить по величине коэффициентов множественной корреляции. Для большинства показателей значения этих коэффициентов лежат в пределах 0,60 – 0,98. Кроме того, полученные модели обладают высокой прогностической ценностью. Последнее, по всей вероятности, обуславливается отмеченным учетом взаимодействия между показателями, а также сокращением числа независимых переменных, прогнозные оценки которых должны быть заданы экзогенно. Очевидно, такого рода оценкам свойственна неопределенность, возрастающая по мере расширения горизонта прогнозирования. В этих условиях эффективность моделирования может быть существенно повышена при прогнозировании уровня конкурентоспособности КЭИ, в зависимости, от варианта и структуры финансирования инвестирования инвестиций.

Как было установлено, внутри совокупности параметров, характеризующих уровень конкурентоспособности КЭИ, ряд показателей имеет достаточно высокие коэффициенты корреляции (более 0,7). Это обстоятельство создает предпосылки для применения специальных методов многомерного статистического анализа, в которых исходные параметры заменяются некоррелированными факторами.

В рассматриваемом случае оказалось возможным заменить всю исходную совокупность показателей факторами, которые соответствуют индикативным блокам и учитывают 90 % суммарной дисперсии переменных. Зависимость между выделенными факторами и исходными параметрами описаны с помощью, так называемой матрицы нагрузок. При этом, из предложенных факторов, предварительно, были выведены по тесноте связей на

основе кластерного анализа переменные, которые будут изменяться, в зависимости, от заданных условий. В качестве таких зависимых переменных, наиболее сильно влияющих на изменение уровня конкурентоспособности КЭИ, выбраны следующие:

- 1) объем финансирования инвестиций за счет проектного финансирования (X_1);
- 2) объем финансирования инвестиций за счет собственных средств (X_2);
- 3) объем финансирования инвестиций за счет корпоративного финансирования (X_3);

После указанного перехода от параметров к факторам стало возможным построение факторно-регрессионных моделей, которые показаны в табл. П.3.1.

Процедура факторизации проводилась с использованием известного метода главных факторов с помощью пакета *STATGRAPHICS plus for Windows* [57, 61, 62, 69].

Для оценки качества исследуемых моделей была проведена их верификация, которая показала, что погрешности факторно-регрессионной модели являются удовлетворительными (ниже 10%). При столь низких погрешностях нет оснований для отбора наиболее предпочтительных модификаций моделей. Это позволяет сделать вывод о том, что результаты, получаемые по факторно-регрессионным моделям, обладают высокой прогностической ценностью и точностью, что обуславливается учетом взаимодействия между показателями, а также сокращением числа независимых переменных за счет введения факторов. Следует отметить, что такого рода оценкам свойственна неопределенность, возрастающая по мере расширения горизонта прогнозирования.

Для оценки качества аппроксимирующей способности факторно-регрессионных моделей использованы следующие статистические характеристики [212]: средняя ошибка (δ), коэффициент множественной детерми-

нации (R^2), коэффициент множественной корреляции (R). Сравнительный анализ качества аппроксимирующей способности полученных факторно-регрессионных моделей показал следующее. Все полученные модели адекватны: расчетные значения F – критерия ($F_{\text{расч}}$) выше табличного ($F_{\text{табл}}$) при $\alpha=0,05$. Величина множественного коэффициента корреляции указывает на высокую степень тесноты связи между моделируемыми показателями и параметрами – аргументами. Что же касается самой линейной модели, то она описывает изменение моделируемого показателя на 80-99 %, о чем свидетельствуют высокие коэффициенты множественной детерминации. Погрешность аппроксимации моделей оказывается в диапазоне 1-5%.

Применение факторно-регрессионного метода позволило учесть в моделях в компактной форме гораздо большее число коррелируемых между собой параметров, отражающих прогноз уровня конкурентоспособности КЭИ по каждому индикативному блоку, с учетом их специфики.

В последнее время потребность в инвестициях, за счет которых можно повысить уровень конкурентоспособности КЭИ, становится все более актуальной, особенно на фоне растущего дефицита электрической и тепловой энергии и возможности аварийных отключений. Решение этой сложной проблемы во многом сводится к вопросам выбора источников финансирования инвестиций, наиболее значимыми из которых являются:

- 1) проектное финансирование;
- 2) за счет собственных средств;
- 3) за счет корпоративного финансирования;

Одним из вариантов финансирования инвестиций в СКЭ является привлечение кредитов по схеме проектного финансирования. Это может свести к минимуму негативное воздействие на потребителей и вместе с тем повысить уровень конкурентоспособности КЭИ.

Финансирование инвестиций за счет собственных средств неизбежно приведет к резкому увеличению тарифов, что в ближайшее время вряд ли

возможно, поэтому этот источник финансирования инвестиций является весьма ограниченным, но перспективным.

Финансирование инвестиций в централизованную СКЭ, путем выпуска акций и облигаций ТГК при определенных обстоятельствах может привести к повышению тарифов, так как запланированные капиталовложения (не считая капиталовложений в сетевые компании), необходимые для строительства новых КЭИ в течение ближайших 5-10 лет, должны окупаться.

В конечном счете, при любом варианте финансирования инвестиций, затраты на модернизацию отрасли будут возмещены через тариф потребителями – разница лишь в темпах роста тарифов.

Все три предложенных варианта отличаются друг от друга темпами изменения тарифов, при этом финансирование при помощи кредитов и размещения акций позволит обеспечить более плавное повышение тарифов. Однако цена повышения тарифов, как для экономики, так и для населения, начинает превышать допустимый уровень из-за растущего дефицита электроэнергии и растущей вероятности ограничений энергоснабжения, в связи с чем игнорировать потребность в капиталовложениях недопустимо.

Предложенные варианты финансирования инвестиций способны повысить уровень конкурентоспособности КЭИ, так как позволяют:

- 1) получить средства для капиталовложений в результате резкого единовременного повышения тарифов до экономически оправданного уровня, чтобы не допустить острой нехватки энергии;
- 2) избежать резкого повышения тарифов путем увеличения долга в структуре капитала ТГК (до максимально возможного уровня);
- 3) сгладить повышение тарифов путем привлечения средств через размещение акций.

В случае финансирования капиталовложений путем получения кредитов и размещения акций, повышение тарифов, весьма вероятно, в течение последующих 5 лет достигнет наибольшего значения, так как инвесторам нужно обеспечить определенный уровень доходности. Однако путем при-

влечения финансирования из внешних источников тарифы можно будет удерживать на более или менее стабильном уровне в краткосрочной перспективе.

На сегодняшний день, с учетом очень длительного (теоретически неопределенно долгого) срока «погашения» акционерного капитала, необходимо обеспечить наиболее «мягкий» вариант повышения тарифов, несмотря на большую стоимость акционерного капитала по сравнению с кредитными средствами. Кредитные средства не позволят обеспечить постепенный рост тарифов.

Очевидно, что, после того как будет избран путь привлечения кредитов или средств в акционерный капитал с целью избежать резкого повышения тарифов, правительство должно предоставить инвесторам четкую систему регулирования отрасли, включая правила функционирования рынка электроэнергии, обеспечивающую доходность инвестиций и гарантирующую доступ к энергоносителям в долгосрочной перспективе.

Финансирование инвестиций в строительство новых КЭИ при помощи частного капитала, по всей вероятности, является неизбежным. Осуществление прямого бюджетного финансирования также возможно, однако, что данный источник финансирования с большей вероятностью будет использоваться для поддержания и развития инфраструктуры отрасли – электрических и тепловых сетей.

Исходя из этих соображений, в условиях регулирования тарифов государством, весьма вероятно, что менеджмент ТГК примет решение о проведении дополнительных эмиссий акций, что, с одной стороны, частично решит проблему финансирования инвестиций, а с другой, позволит избежать резкого повышения тарифов и повысить (сохранить) уровень конкурентоспособности КЭИ.

Как показал анализ, финансирование инвестиций в ТГК-9 вряд ли будет происходить по одной из описанных схем, так как в действительности, скорее всего, оно будет осуществляться путем сочетания в той или иной ме-

ре различных вариантов. Таким образом, для проведения расчетов по прогнозированию уровня конкурентоспособности КЭИ использовались различные сочетания трех, наиболее перспективных, вариантов финансирования инвестиций, структура которых для ТГК-9, показана в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Структура вариантов финансирования инвестиций в ТГК-9

Вариант финансирования инвестиций	Источники финансирования инвестиций, %/млрд. руб.		
	проектное финансирование	собственные средства	корпоративное финансирование
1	50/11,15	30/6,69	20/4,46
2	20/4,46	50/11,15	30/6,69
3	30/6,69	20/4,46	50/11,15

При прогнозировании уровня конкурентоспособности КЭИ не учитывались некоторые аспекты, связанные с новыми правилами функционирования оптового рынка электроэнергии. При этом была проведена оценка объема ввода дополнительных КЭИ в ТГК-9 для поддержания темпа развития региона (в соответствии с [195]), а также во что это обойдется. Затем был проведен анализ изменения стоимости необходимого расширения КЭИ при использовании каждого из трех вариантов финансирования инвестиций (табл. 3.6). Для проведения расчетов также были приняты следующие допущения. В течение каждого года, в течение расчетного срока, необходимо строить новые мощности, соответствующие приблизительно 5 % существующих мощностей ТГК-9, чтобы восполнять вывод из эксплуатации устаревших мощностей и обслуживать среднегодовой рост потребления электроэнергии на 3%, а тепловой энергии на 5 %, при этом стоимость новых мощностей составит 1050 долл./кВт, стоимость долга составит 10 %, акционерного капитала – 15 %, а рост тарифа на электрическую и тепловую энергию составит 15-20 % в год. Максимально допустимый объем финансирования инвестиций ТГК-9 был установлен в соответствии с ее инвестиционной

программой на уровне 11,4 млрд. руб., необходимом для ввода новых КЭИ в объеме 418 МВт и дополнительно 400 МВт на 10,9 млрд. руб. (вне инвестиционной программы) – всего на 22,3 млрд. руб. Дополнительные вводы КЭИ необходимы для повышения уровня конкурентоспособности отдельных ТЭЦ, не попавших в инвестиционную программу до 2020 года, но требующих своевременного решения вопроса по развитию в основном из-за длительных сроков подготовки и сооружения.

Повторно проведенная диагностика конкурентоспособности КЭИ для ТГК-9, с учетом изменения значений индикативных блоков в зависимости от различных вариантов финансирования инвестиций, показала следующее (табл. 3.7).

В первом варианте финансирования инвестиций, наибольшая доля (50 %) приходится на проектное финансирование инвестиций, далее следуют варианты финансирования, за счет собственных средств (30 %) и за счет корпоративного финансирования (20 %). Такая структура источников инвестиций позволила несущественно повысить уровень конкурентоспособности ТГК-9. Так, Пермский производственный филиал с нестабильного уровня перешел на средний уровень конкурентоспособности, Свердловский филиал с низкого уровня переместился на нестабильный уровень, а Коми филиал приобрел низкий уровень, переместившись с угрожающего. Такое несущественное изменение ситуации вызвано, прежде всего, существенной долей инвестиций, приходящейся на проектное финансирование, которое, как правило, предполагает привлечение кредитов и последующие выплаты процентов, в большем объеме по сравнению со следующими двумя вариантами финансирования инвестиций, что сказывается на прибыльности ТГК-9.

Таблица 3.7

Прогноз уровня конкурентоспособности ТГК-9 на 2015 год

Вариант финанси- рования ин- вестиций	Производственный филиал		Наименование индикативного блока							Общая си- туация по филиалам и ТГК
			Генера- ция энергии	Транспорт энергии	Энерго- рынок	Энергоэф- фективно- сть	Надеж- ность	Экономика	Финансы	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
1	Пермский	<i>r</i>	0,411	0,332	0,583	0,438	0,721	0,558	0,472	0,502
		ХС	П2	П2	П2	П3	П3	П3	П3	П2
	Свердловский	<i>r</i>	0,583	0,371	0,613	0,475	0,811	0,725	0,513	0,584
		ХС	П3	П2	П2	П3	К1	К1	П3	П3
	Коми	<i>r</i>	0,509	0,625	0,738	0,494	0,928	0,648	0,654	0,656
		ХС	П3	К1	П3	К1	К2	К1	К1	К1
	Итого	<i>r</i>	0,501	0,442	0,644	0,469	0,821	0,643	0,546	0,580
		ХС	П3	П3	П2	П3	К1	К1	П3	П3
2	Пермский	<i>r</i>	0,278	0,399	0,695	0,388	0,689	0,604	0,492	0,506
		ХС	П1	П3	П3	П2	П3	П3	П3	П2
	Свердловский	<i>r</i>	0,396	0,406	0,597	0,425	0,742	0,591	0,375	0,504
		ХС	П2	П3	П2	П3	П3	П3	П2	П2

Окончание табл. 3.7

1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
	Коми	<i>r</i>	0,527	0,579	0,684	0,571	0,835	0,658	0,518	0,624
		ХС	ПЗ	К1	ПЗ	К1	К1	К1	ПЗ	К1
	Итого	<i>r</i>	0,401	0,461	0,658	0,461	0,755	0,617	0,461	0,544
		ХС	П2	ПЗ	ПЗ	ПЗ	ПЗ	ПЗ	П2	ПЗ
	Пермский	<i>r</i>	0,278	0,416	0,562	0,354	0,395	0,432	0,271	0,386
		ХС	П1	ПЗ	П2	П2	П1	П2	П1	П1
3	Свердловский	<i>r</i>	0,473	0,472	0,468	0,393	0,614	0,519	0,305	0,463
		ХС	П2	ПЗ	П1	П2	П2	П2	П1	П2
	Коми	<i>r</i>	0,584	0,403	0,684	0,582	0,819	0,61	0,461	0,591
		ХС	ПЗ	ПЗ	ПЗ	К1	К1	ПЗ	ПЗ	ПЗ
	Итого	<i>r</i>	0,445	0,430	0,571	0,443	0,609	0,520	0,345	0,480
		ХС	П2	ПЗ	П2	ПЗ	П2	П2	П2	П2

Второй вариант финансирования инвестиций предполагает увеличение доли финансирования за счет собственных средств энергокомпании до 50%. Остальные источники – проектное и корпоративное финансирование имеют доли 20 и 30 % соответственно. Предложенная структура финансирования инвестиций позволила заметно улучшить ситуацию по сравнению с первоначальной. В ситуацию, соответствующую среднему уровню конкурентоспособности, попали Пермский и Свердловский производственные филиалы ТГК-9, а Коми филиал перешел на низкий уровень конкурентоспособности. Такая относительно более благоприятная ситуация была получена за счет преобладания в финансировании собственных средств, которые предполагается получать в запланированном объеме от повышения тарифов и платы за техническое присоединение к сетям.

Третий вариант финансирования инвестиций, предполагающий увеличение доли корпоративного финансирования до 50%, в основном, за счет эмиссии ценных бумаг, привел к существенному улучшению ситуации. Так, Пермский производственный филиал ТГК-9 перейдет на более высокий уровень конкурентоспособности, характеризующийся, как «высокий». Свердловский филиал окажется на том же уровне, что в предыдущем варианте финансирования инвестиций (низкий уровень конкурентоспособности). Коми производственный филиал улучшит свое положение на энергорынке за счет повышения уровня конкурентоспособности до нестабильного. Такая относительно благоприятная ситуация объясняется тем, что увеличение доли корпоративного финансирования предполагает существенно меньшую долговую нагрузку на ТГК-9, а привлеченные средства в результате эмиссии являются наиболее «дешевыми» по сравнению с проектным финансированием и наиболее значительными по сравнению с собственными источниками, которые могут существенно снизить уровень конкурентоспособности СКЭ, в результате повышения тарифов на электрическую и тепловую энергию.

В целом ситуация по ТГК-9 характеризуется следующим образом. В первых двух вариантах финансирования инвестиции, за счет схем проектного финансирования и собственных средств уровень конкурентоспособности энергокомпаний повысится не существенно и получит нестабильную характеристику. По третьему варианту финансирования инвестиций, в результате которого предполагается увеличение доли корпоративного финансирования, конкурентоспособность ТГК-9 заметно усилится и перейдет с низкого уровня на средний.

Конкурентное развитие СКЭ, в соответствии с третьим вариантом инвестирования инвестиций в ТГК-9, может дать ряд технико-экономических эффектов, наиболее существенными из которых могут оказаться – экономия установленной мощности путем снижения совмещенного максимума нагрузки, а также сведение к минимуму резерва. Это, свою очередь, заставит руководство ТГК-9 проводить рационализацию структуры мощностей, а также улучшить использование мощности и повысить концентрацию производства энергии. Это позволит диверсифицировать источники инвестиций путем вовлечения новых участников в процесс развития, что позволит снизить степень риска для инвесторов.

Развитие экономики региона может проявить дополнительные факторы, повышающие требования к конкурентному развитию СКЭ. Главным из них является неравномерность темпов роста электро- и теплоснабжения регионов, что в последующем потребует создания дополнительных резервов мощности в энергетической системе региона.

Известно, что работа ТГК в составе ЕЭС позволяет снизить потребность в дополнительных резервах мощности. Таким образом, интеграция КЭИ в крупные региональные энергохолдинги – ТГК, с привязкой к определенной территории должна, безусловно, являться одним из основных направлений конкурентного развития централизованной СКЭ, обеспечивающей наиболее высокую эффективность использования ресурсов.

В соответствии с тем, что производство электрической и тепловой энергии в ближайшее время должно увеличиваться вследствие тенденции развития экономики регионов – увеличения доли потребления преобразованных видов энергии: электроэнергии, пара, горячей воды. Необходимость резкого увеличения производства высококачественных видов промышленной продукции, в сочетании с приоритетными социальными программами также, безусловно, будут вызывать увеличение потребления электроэнергии и теплоты и обострение конкуренции на энергорынке. С другой стороны, совершенствование структуры региональной экономики и усиление энерго- и материалосберегающих тенденций, стимулируемых рынком, будут действовать в направлении снижения нерационально расходуемой электроэнергии.

В конечном итоге, масштабы энергопотребления в регионах будут определяться структурной перестройкой экономики, темпами ее развития, научно-техническим прогрессом в производстве, передаче и потреблении электроэнергии и теплоты, а также глубины и темпов внедрения энергосберегающих технологий.

Прогнозирование уровня конкурентоспособности КЭИ может стать эффективным инструментом в решении различных задач стратегического и тактического планирования развития ТГК, в рамках которых, на основе мониторинга состояния СКЭ станет возможным осуществление таких управленческих решений, которые наиболее сильно будут воздействовать на увеличение уровня конкурентоспособности КЭИ и способствовать повышению инвестиционной привлекательности всей СКЭ.

Предложенный методический аппарат для прогнозирования уровня конкурентоспособности КЭИ, на основе эконометрических моделей, подтверждает целесообразность формирования специальной информационно-моделирующей системы, которая позволит выполнять серии имитационных расчетов и значительно облегчит разработку вариантов развития, раскрывающих конкурентные преимущества КЭИ.

ГЛАВА 4. РАЗВИТИЕ КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ СИСТЕМЫ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

Конкурентные преимущества КЭИ представляют собой ценовые и качественные характеристики электрической и тепловой энергии, которые выгодно отличают ее производителя и обеспечивают ему устойчивое положение на территориальном энергорынке.

Основным конкурентным преимуществом технологии когенерации является высокоэффективное преобразование химической энергии топлива в электрическую и тепловую энергию с КПД до 80%. При этом, чем больше вырабатывается электроэнергии на тепловом потреблении, тем больше общий КПД когенерационной установки. Такое конкурентное преимущество выражается в снижении затрат на выработку энергии и соответственно ее цены на территориальном энергорынке.

Известно, что по сравнению с когенерацией, технологии отдельного производства электрической энергии на КЭС и тепловой энергии в котельных всегда ведут к суммарному перерасходу топлива на 25-30 %.

Следует отметить, что при использовании на КЭИ паротурбинных технологий, в случае увеличения доли конденсационной выработки, когда значительная часть отработавшего в турбине пара пропускается в ее конденсатор, а не отбирается для теплоснабжения (например, в летний период), топливная экономичность когенерационных установок существенно падает, а рост себестоимости энергии сводит на нет их конкурентные преимущества. Преодолеть эту проблему можно за счет использования парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) когенерационных установок.

Другой, весьма существенный фактор, влияющий на реализацию конкурентных преимуществ КЭИ – это технико-экономические характеристики тепловых сетей, осуществляющих доставку тепла от КЭИ к потребителям, так как потребитель оценивает экономическую эффективность когенерации (теплофикации) не по стоимости тепла на коллекторах КЭИ, а по его цене

на вводе в теплоиспользующие (абонентские) установки [36]. В связи с этим высокочрезвычайно, с низким техническим уровнем тепловые сети зачастую сводят на нет все преимущества когенерации и заставляют потребителей создавать собственные источники тепловой энергии.

Развитие конкурентных преимуществ СКЭ непосредственно связано с решением следующих задач, определяющих направления развития КЭИ:

1) снижение затрат на совместную выработку тепловой и электрической энергии за счет совершенствования и повышения эффективности структуры генерирующих мощностей в централизованной СКЭ;

2) оптимизация топливопотребления КЭИ в централизованной СКЭ;

3) использование современных когенерационных установок, имеющих высокие показатели надежности и эффективности в СКЭ.

Исследование конкурентных преимуществ, как централизованной, так и распределенной СКЭ, требует разработки методического аппарата, который даст возможность проводить оценку эффективности направлений развития КЭИ и выбирать наиболее подходящие для функционирования в конкурентной среде типы когенерационных установок.

С учетом вышеизложенного, разработана схема (рис. 4.1), которая позволяет изучать возможности повышения уровня конкурентоспособности КЭИ за счет повышения эффективности и надежности.



Рис. 4.1. Схема развития конкурентных преимуществ СКЭ

4.1. Оценка конкурентных преимуществ централизованной системы когенерации энергии

4.1.1. Совершенствование структуры когенерационных энергоисточников

Существенное влияние на реализацию конкурентных преимуществ централизованной СКЭ оказывает структура КЭИ, входящих в состав ТГК. В этом отношении техническая база отечественной когенерации отличается чрезмерно большой долей низкоэкономичных паротурбинных установок, работающих на природном газе. При этом многие из них имеют значительный физический износ. Практическое применение высокоэффективных конкурентоспособных когенерационных технологий на базе ПГУ и ГТУ – пока незначительно.

Совершенствование структуры генерирующих мощностей ТГК с помощью оптимизационных методов является весьма важным этапом на пути реализации конкурентных преимуществ централизованной СКЭ, поскольку существующие когенерационные установки, в ряде случаев, оказываются не в состоянии конкурировать с производителями тепловой энергии в основном из-за низкой совокупной эффективности и надежности.

Оптимизация структуры генерирующих мощностей ТГК позволит выявить низкоэффективные когенерационные установки и предложить наиболее рациональные варианты развития централизованной СКЭ, с точки зрения экономических критериев, в качестве которых можно использовать: а) интегральные затраты; б) интегральный эффект.

Предложенные критерии позволяют учесть различные экономические интересы субъектов управления централизованной СКЭ. Такие интересы можно разделить на две группы. Первая группа отражает стремление определять необходимые затраты на производство и распределение электрической и тепловой энергии, исходя из стремления к их минимизации для повышения уровня конкурентоспособности КЭИ. Вторая группа отражает

стремление производителей электроэнергии, как самостоятельных субъектов, добиваться максимально благоприятных финансовых результатов в своей деятельности, зачастую в ущерб экономичности и надежности КЭИ.

Совершенствование структуры КЭИ в ТГК проводится с помощью, специально разработанной для этого оптимизационной объектно-структурной модели (ООСМ). Эта модель показывает возможности адаптации к конкурентной среде, централизованной СКЭ, с учетом развития конкурентных преимуществ КЭИ.

Начальным моментом в построении ООСМ является определение критериев эффективности. Анализ применявшихся ранее подходов к определению общественно необходимых затрат показал, что большинство методик основывалось на определении критерия приведенных затрат, кроме того были разработаны различные формы представления приведенных затрат, эквивалентных конечному результату, это известные методы профессоров В.А. Щавелева, М.Б. Болотова и В.К. Чернина [83, 84]. В условиях рыночной экономики наиболее слабым местом критерия приведенных затрат является нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений. Его обоснование, полученное для системы централизованного управления, сегодня мало приемлемо. Это заставляет рекомендовать другую форму определения экономической эффективности – в виде интегральных затрат.

Использование критерия интегральных затрат наиболее целесообразно с точки зрения повышения конкурентоспособности КЭИ и усиления их конкурентных преимуществ на территориальных рынках электрической и тепловой энергии. В то же время этот критерий не позволяет оценить доходность, что важно с позиции инвестора, делающего капиталовложения в инвестиционные проекты в централизованной СКЭ.

Интегральные затраты в ООСМ рассчитываются с учетом фактора времени по следующей формуле:

$$З_{И} = \sum_t^T (K_t + И_t)(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.1)$$

где K_t – капиталовложения за период t (годы); $И_t$ – производственные издержки; α – норма дисконта; T – расчетный период.

Капиталовложения за период t представляют собой произведение удельных капиталовложений в мероприятие и установленной мощности КЭИ рассчитываются по формуле:

$$K_t = \sum_{iaqs} k_{iaqsjt} X_{iaqsjt}, \quad (4.2)$$

где X_{iaqsjt} – располагаемая мощность генерирующего источника (i – наименование КЭИ (табл. П.4.1); a – типоразмеры оборудования; q – вид топлива; s – инженерно-строительные условия; j – режим работы; t – временной этап); k_{iaqsjt} – удельные капиталовложения.

Следующая составляющая интегральных затрат характеризует общие производственные издержки и рассчитываются по формуле:

$$И_t = \sum_{iaqsj} c_{iaqsjt} X_{iaqsjt}, \quad (4.3)$$

где c_{iaqsjt} – удельные производственные издержки.

Доходность оптимизированной структуры КЭИ в ТГК можно оценить с помощью критерия интегрального эффекта, характеризующего максимум совокупного дохода за вычетом затрат. Такой критерий позволяет также оценить инвестиционную привлекательность, так как инвестор в первую очередь обращает внимание на доходность бизнеса. Это в свою очередь влияет на конкурентоспособность централизованной СКЭ не только на территориальном рынке электрической и тепловой энергии, но и на рынке инвестиций. Интегральный эффект можно представить следующим образом:

$$Д_t = \sum_t^T (Д_{Э_t} + Д_{Т_t} - K_t - И_t)(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.4)$$

где $Д_{Э_t}$, $Д_{Т_t}$ – доход от реализации электрической и тепловой энергии.

$$D_{Эt} = \sum_{iaj} \Pi_{Эiajt} h_{iajt} X_{iaqst}, \quad (4.5)$$

$$D_{Тt} = \sum_{ia} \Pi_{Тiat} h'_{iat} Q_{iaqst}, \quad (4.6)$$

где $\Pi_{Эiajt}$, $\Pi_{Тiat}$ – средние отпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию; h_{iajt} , h'_{iat} – годовое количество часов выработки электрической и тепловой энергии; Q_{iaqst} – тепловая мощность КЭИ.

Переменными в ООСМ являются электрические и тепловые мощности КЭИ, входящих в состав ТГК. Они дифференцируются по типам когенерационных установок, виду топлива, а также по типу воздействия (техническое перевооружение, продление сроков службы за счет модернизации, демонтаж, новое энергетическое строительство и т.п.).

Общая схема построения ООСМ, представлена на рис 4.2.

В соответствии с предложенной схемой, пространство переменных может быть описано шестью признаками [18, 57, 60, 62, 125]:

- 1) наименование КЭИ ($i = \overline{1, I}$);
- 2) типоразмеры оборудования ($a = \overline{1, A}$);
- 3) вид топлива ($q = \overline{1, Q}$);
- 4) технологические способы развития и функционирования энергообъектов ($s = \overline{1, S}$);
- 5) режимы работы ТЭЦ ($j = \overline{1, J}$);
- 6) число расчетных этапов оптимизации ($t = \overline{1, T}$).

В зависимости от предложенных в начале главы направлений развития КЭИ (рис. 4.1), усиливающих конкурентные преимущества централизованной СКЭ, сформирована совокупность наиболее вероятных инженерно-строительных условий, которые подразделяются на следующие типы воздействия:

– продление срока службы с помощью модернизации (на 10 лет) с последующим демонтажом;



Рис. 4.2. Схема оптимизационной объектно-структурной модели

- замена на аналогичное (по типу и мощности энергоустановок);
- демонтаж;
- сооружение новых мощностей на существующих площадках (расширение);
- строительство нового КЭИ.

При построении модели ООСМ с учетом методических подходов, изложенных в [6, 7, 60, 62, 125] были разработаны следующие группы ограничений (уравнения и неравенства):

- 1) балансы мощности и энергии по зонам графиков нагрузки;
- 2) ограничения по топливу, отдельно по газу и углю;
- 3) ограничения по инвестиционным ресурсам;
- 4) ограничения по мощности оборудования КЭИ, подвергаемого воздействию (техническое перевооружение, демонтаж, продление эксплуатации, замена, расширение, новое энергетическое строительство);
- 5) ограничения мощности по режимам работы;
- 6) ограничения по системным перетокам электроэнергии.

Функционирование централизованной СКЭ связано участием в покрытии электрической и тепловой нагрузки на территории. С учетом этого в состав первой группы ограничений входят балансы электроэнергии и мощности. Эти балансы включают в себя мощности КЭИ, а также мощности крупных конденсационных ТЭС, расположенных на территории региона, также принимающих участие в покрытии его электрических нагрузок, но входящих в состав ОГК, с дифференциацией по зонам графиков нагрузок.

Балансы электрической энергии и мощности, а также тепловой энергии можно записать следующим образом:

$$\sum_{iaqs} X_{iaqsjt} + X_{gt} \pm X_{jt} = P_{jt}, \quad (4.7)$$

$$\sum_{iaqs} h_{iaqsjt} X_{iaqsjt} + h_{gt} X_{gt} \pm h_{jt} X_{jt} = \mathcal{E}_{jt}, \quad (4.8)$$

$$\sum_{iaqs} h'_{iat} Q_{iaqst} = Q_t, \quad (4.9)$$

где h_{iaqsjt} – количество часов использования рабочей мощности КЭИ в j -й зоне графика нагрузки на этапе t ; h_{jt} – продолжительность периода дефицита (избытка) электроэнергии в энергосистеме региона в режиме j ; h_{gt} – количество часов работы конденсационных ТЭС; X_{gt} – мощность конденсационных ТЭС региона; X_{jt} – величина дефицита (избытка) электроэнергии в энергосистеме региона в режиме j ; P_{jt} и \mathcal{E}_{jt} – максимальная электрическая нагрузка и электропотребление в режиме j ; Q_t – тепловая нагрузка.

Для учета перспектив дифференциации потребления топлива в централизованной СКЭ, ограничения по топливу можно записать следующим образом:

а) газовое топливо:

$$\sum_j b_{ia\Gamma sjt} X_{ia\Gamma sjt} \leq B_{\Gamma}, \quad (4.10)$$

где $b_{ia\Gamma sjt}$ – удельный расход топлива; Γ – газовое топливо; B_{Γ} – потребность в газе КЭИ.

б) угольное топливо:

$$\sum_j b_{iaY sjt} X_{iaY sjt} \leq B_Y, \quad (4.11)$$

где $b_{iaY sjt}$ – удельный расход топлива; Y – угольное топливо; B_Y – потребность в угле КЭИ.

Условия развития централизованной СКЭ неразрывно связаны с ограничениями, характеризующими инвестиционные возможности ТГК:

$$\sum_{ias} k_{iaqsjt} \cdot X_{iaqsjt} \geq I_t, \quad (4.12)$$

где I_t – объем инвестиций, привлекаемых из внутренних и внешних источников в периоде t .

В ООСМ, с точки зрения учета возможных направлений развития централизованной СКЭ, предусмотрена разбивка ограничений мощности КЭИ на следующие три группы (это позволит учесть их состояние и форму будущего воздействия):

1) действующие КЭИ;

2) КЭИ, подвергаемые техническому перевооружению и реконструкции (продление, замена, демонтаж оборудования);

3) новые КЭИ;

Ограничения, описывающие эти группы объектов выглядят следующим образом:

1. Действующие КЭИ.

$$\begin{cases} \sum_{jaqs} X_{iaqsjt} \leq X_{iaqt}; \\ X_{iaqt} \leq N_{iaqt} - N_{iaqt}^{pez}; \end{cases} \quad (4.13)$$

где N_{iaqt} – ограничение по установленной мощности с учетом возможного расширения КЭИ; N_{iaqt}^{pez} – расчетный резерв мощности, КЭИ.

2. КЭИ, подвергаемые продлению, замене или демонтажу.

$$\sum_j X_{iaq\Pjt} + \sum_j X_{iaq3jt} + \sum_j X_{iaqДjt} \leq N_{iaqt}, \quad (4.14)$$

где П – продление срока службы; 3 – замена; Д – демонтаж оборудования.

3. Новые КЭИ:

а) ограничение мощностей по новому оборудованию на существующих площадках:

$$\sum_j X_{iaqHjt} \leq N_{iaqt}, \quad (4.15)$$

где Н – новое оборудование на существующих площадках.

б) ограничение мощностей новых ТЭЦ:

$$\sum_j X_{iaqNjt} \leq N_{Haqt}, \quad (4.16)$$

где N – новое оборудование на новых площадках; Н – новая ТЭЦ.

Учитывая то обстоятельство, что на многих КЭИ в централизованной СКЭ установлено различное по мощности оборудование, имеющее определенные технико-экономические показатели, то необходимо учесть ограничения по режимам его работы, которые в общем виде можно представить следующим образом:

$$\sum_j X_{iaqsjt} \leq P_{Bt}, \quad (4.17)$$

$$\sum_j h_{iaqsjt} \cdot X_{iaqsjt} \leq \mathcal{E}_{Bt}, \quad (4.18)$$

где P_{Bt} , \mathcal{E}_{Bt} – суммарные мощность и энергия, производимые на ТЭЦ.

Системные перетоки электроэнергии учитываются с помощью ограничений передаваемой мощности по сетям (от узла 1 к узлу 2 и обратно) дифференцированных по зонам графиков нагрузки:

$$\begin{cases} X_{12}^B + X_{12}^{III} + X_{12}^II - X_H \leq P_{12}^c \\ X_{21}^B + X_{21}^{III} + X_{21}^II - X_H \leq P_{21}^c \\ X_H \leq P_H, \end{cases} \quad (4.19)$$

где $X_{12}^B, X_{12}^{III}, X_{12}^II$ – потоки мощностей в направлении от узла 1 к узлу 2 по зонам графика нагрузки (базисной, полупиковой и пиковой); $X_{21}^B, X_{21}^{III}, X_{21}^II$ – потоки мощности в обратном направлении по тем же графикам нагрузки; X_H – поток мощности по новой связи; P_{12}^c, P_{21}^c – пропускные способности существующих связей в прямом и обратном направлениях; P_H – предельные пропускные способности новых связей.

Следует отметить, что при построении ООСМ возникает потребность в учете мощности конкурирующей системы собственного теплоснабжения на промышленных предприятиях и в коммунально-бытовом хозяйстве. Ограничения, описывающие тепловые мощности этой системы можно записать следующим образом:

$$\sum_{aqs} Q_{Paqst} < Q_t. \quad (4.20)$$

Практическая реализация разработанной ООСМ осуществлена на примере КЭИ, входящих в состав ТГК-9.

Градации признаков переменных по КЭИ показаны в табл. П.4.1.

ООСМ разработана в дискретно-динамической форме с выделением временных этапов. В соответствии с этим в модели выделено пять этапов с 2010 по 2014 гг.

При формировании исходных данных для модели предварительно была определена структура КЭИ, достигших предельных сроков службы. Обязательный демонтаж устаревшего оборудования определяется на основании планов развития ТГК-9.

Новые когенерационные установки размещаются либо на существующих площадках, либо на новых площадках. На существующих площадках увеличение мощностей ограничивается в основном возможностями данной площадки, расположенной на ТЭЦ: по водным ресурсам, по площади электростанции, по региональным условиям и т.д. На новых площадках строительство ТЭЦ ограничивается в основном инвестиционными возможностями и экологическими условиями.

Построение ООСМ было выполнено с помощью пакета прикладных программ «ЛП АСУ» [3, 57] и набора специально разработанных сервисных программ.

Исходную структуру КЭИ составляют 23 действующих ТЭЦ, входящих в состав ТГК-9, работающих на газовом и угольном топливе, общей установленной электрической мощностью 3295 МВт и тепловой 14874 Гкал/ч (табл. П.1.3).

Для проведения расчетов были определены типы воздействия (мероприятия) на КЭИ, в соответствии с которыми, в дальнейшем, принимаются решения, касающиеся развития отдельных ТЭЦ:

- 1) продление срока службы основного оборудования преимущественно за счет модернизации (П);
- 2) замена действующего оборудования на новое (ПТУ, ПГУ, ГТУ) (З);
- 3) демонтаж оборудования (Д);
- 4) новое энергетическое строительство (Н).

Результаты оптимизационных расчетов представлены в табл. 4.1, и наглядно демонстрируется на рис. 4.3 и 4.4.

Оптимизация структуры, централизованной СКЭ выявила ее слабые места, которые могут оказывать значительное влияние на снижение конкурентоспособности КЭИ, входящих в состав ТГК-9.

По критерию интегральных затрат на большинстве КЭИ в ТГК-9 требуется проведение мероприятий по замене действующего оборудования общей мощностью 2 255 МВт (56 %). Частичный или полный демонтаж оборудования необходимо осуществить в объеме 520 МВт (13 %) из-за низких его технико-экономических показателей, в основном из-за высокого расхода топлива на выработку энергии. Следует отметить, что на ТЭЦ необходимо продление срока эксплуатации когенерационных установок за счет модернизации (11 %), в частности на Ново-Свердловской ТЭЦ, Пермской ТЭЦ-9, Пермской ТЭЦ-14, Чайковской ТЭЦ в размере 200, 110, 100, 50 МВт соответственно. Вводы новых КЭИ должны быть в объеме 780 МВт, в том числе 420 МВт ПГУ-ТЭЦ. При этом общая установленная мощность централизованной СКЭ должна увеличиться на 240 МВт и составить 3535 МВт.

Таблица 4.1

Результаты оптимизации структуры КЭИ ТГК-9

Электростанция	Установленная мощность по состо- янию на 2010 год, МВт	Результат оптимизации на 2015 год			
		по критерию интегральных затрат		по критерию интегрального эффекта	
		мощность, МВт	тип воздействия	мощность, МВт	тип воздействия
1	2	3	4	5	6
1. Ново-Свердловская ТЭЦ	500	200	П	500	П
		300	З	100	Н
2. Нижнетуринская ГРЭС	284	284	З	284	П
3. Красногорская ТЭЦ	121	45	З	121	П
		76	Д	-	-
4. Богословская ТЭЦ	145	105	З	145	П
		40	Д	-	-
5. Качканарская ТЭЦ	50	50	З	50	П
6. Первоуральская ТЭЦ	36	36	З	36	П
7. Свердловская ТЭЦ	30	30	З	30	З
8. Березовская ТЭЦ-2	117	77	З	117	П
		40	Д	-	-

Продолжение табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
9. Кизеловская ГРЭС	14	14	Д	14	Д
10. Березовская ТЭЦ-4	29	29	3	29	3
11. Закамская ТЭЦ-5	67	47	3	67	3
		20	Д	-	-
12. Пермская ТЭЦ-6	56	56	3	56	3
13. Пермская ТЭЦ-9	485	302	3	285	П
		110	П	200	3
		12	Д	-	-
14. Березовская ТЭЦ-10	21	21	3	21	Д
15. Соликамская ТЭЦ-11	18	18	3	18	Д
16. Соликамская ТЭЦ-12	87	75	3	87	П
		12	Д	-	-
17. Пермская ТЭЦ-13	18	18	3	18	Д
18. Пермская ТЭЦ-14	345	245	3	345	П
		100	П	50	Н
19. Чайковская ТЭЦ	170	120	3	170	П
		50	П	-	-

Окончание табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
20. Воркутинская ТЭЦ-1	25	25	Д	25	Д
21. Воркутинская ТЭЦ-2	270	47	3	150	П
		223	Д	120	З
22. Интинская ТЭЦ	18	6	3	18	Д
		12	Д	-	-
23. Сосногорская ТЭЦ	390	344	3	250	З
		46	Д	140	Д
Новые энергетические мощности:	-	780	Н	520	Н
– ПСУ-ТЭЦ	-	200	Н	150	Н
– ПГУ-ТЭЦ	-	420	Н	200	Н
– ГТУ-ТЭЦ	-	160	Н	170	Н
Всего	3295	3535	-	3712	-



Рис. 4.3. Оптимизированная структура мероприятий в централизованной СКЭ по критерию интегральных затрат

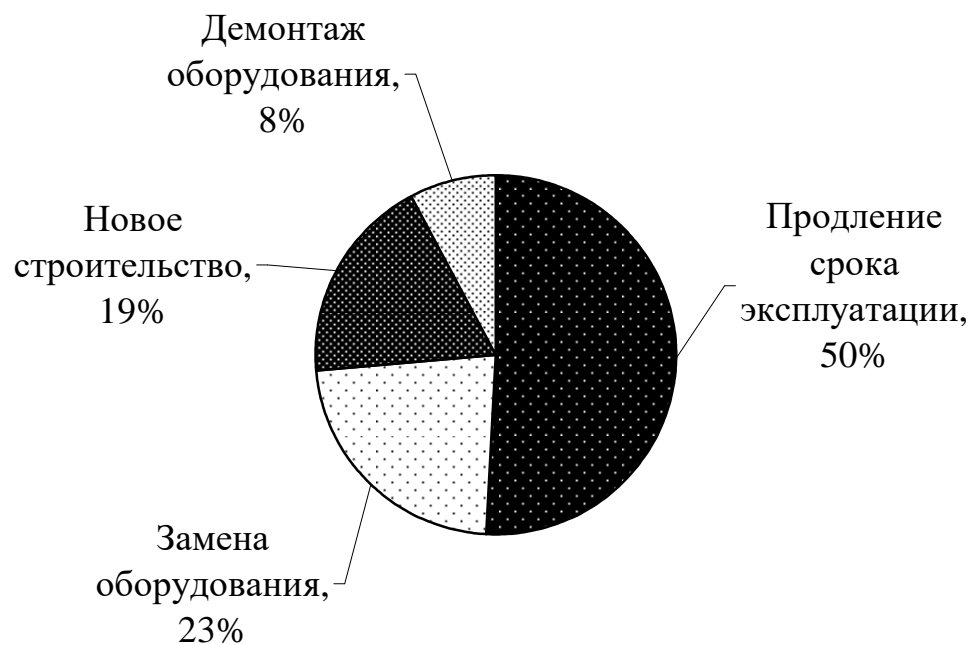


Рис. 4.4. Оптимизированная структура мероприятий в централизованной СКЭ по критерию интегрального эффекта

По критерию интегрального эффекта наибольшую долю в структуре мероприятий имеет мероприятие, соответствующее продлению срока эксплуатации КЭИ – 50 %, что составляет 1690 МВт. Мероприятия, связанные с заменой действующего оборудования, необходимо будет провести в объеме 752 МВт (23%). Демонтаж устаревшего оборудования, имеющего низкие технико-экономические показатели, составит 254 МВт (8%), новое строительство на базе современных технологий 620 МВт (19%) большая доля которых должна приходиться на ПГУ-ТЭЦ в основном из-за их высокой эффективности, что будет особенно актуально при увеличении цены на природный газ. Общая установленная мощность централизованной СКЭ должна увеличиться на 417 МВт и достигнуть 3712 МВт.

В целом по результатам проведенной оптимизации можно отметить, что в зависимости от выбранного критерия наблюдается различная структура типов воздействия на КЭИ централизованной СКЭ. Так, по критерию интегральных затрат наибольшая доля придется на замену основного оборудования ТЭЦ – 56%, а по критерию интегрального эффекта на этот тип воздействия придется только 23%. По критерию интегрального эффекта значительная доля приходится на продление срока эксплуатации ТЭЦ – 50%, тогда как этот тип воздействия по критерию интегральных затрат составит только 11%. В соответствии с остальными типами воздействия по обоим критериям существенного изменения не произойдет. Как показали расчеты на новое энергетическое строительство придется 20 и 19%, а на демонтаж 13 и 8%, соответственно по интегральным затратам и интегральному эффекту.

Следует отметить, что если субъекты управления централизованной СКЭ в своих решениях будут придерживаться критерия интегральных затрат при совершенствовании структуры КЭИ, то это будет способствовать реализации конкурентных преимуществ, поскольку такая стратегия ориентируется, прежде всего, на вывод из эксплуатации оборудования, выработавшего ресурс и имеющего относительно низкие технико-экономические

показатели. Тем не менее, она не позволяет получать максимальные доходы, прежде всего из-за существенных капиталовложений в развитие КЭИ.

В соответствии с критерием интегрального эффекта, коммерческие интересы руководства ТГК-9, весьма вероятно, будут связаны с ориентацией на получение наибольшего дохода за счет интенсивной эксплуатации остаточного ресурса оборудования и продлением срока его службы. Тем не менее, ориентация на большую доходность позволит увеличить установленную мощность ТГК-9 на 177 МВт по сравнению с альтернативной стратегией. Следует отметить, что вводы новых КЭИ, по критерию интегрального эффекта будут меньше на 260 МВт, чем по критерию интегральных затрат.

Весьма вероятно, что в последующем ориентация на максимизацию дохода, приносящую на первых этапах развития относительно большую прибыль, в ущерб реализации широкомасштабных программ технического перевооружения и модернизации в централизованной СКЭ, может привести к снижению доходности, за счет более частых ремонтов и низкой экономичности когенерационных установок. Это в дальнейшем может привести к потере конкурентных преимуществ централизованной СКЭ и снижению уровня конкурентоспособности КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии.

Очевидно, что субъекты управления централизованной СКЭ, в процессе принятия решений по выбору направления развития КЭИ и реализации их конкурентных преимуществ, должны исходить из приоритета устойчивого и долгосрочного развития СКЭ, а не быстрого получения дохода. Этому в полной мере отвечает стратегия, построенная на основе критерия интегральных затрат.

4.1.2. Оптимизация топливопотребления

Важной проблемой в реализации конкурентных преимуществ централизованной СКЭ является топливопотребление, которое во многом опреде-

ляет энергоэффективность КЭИ. Это требует создания методического подхода к изучению проблемы диверсификации видов используемого топлива в централизованной СКЭ, за счет координации действий инвесторов, темпов добычи топлива, его транспорта и потребления в централизованной СКЭ.

Основными видами топлива, используемого КЭИ в централизованной СКЭ, являются газ и уголь. Мазут, в основном, используется как резервное топливо. В настоящее время производство электрической энергии на угольных КЭИ в России является более затратным по сравнению с производством на газомазутных из-за относительно низкой цены на газ на внутреннем рынке (по сравнению с ценой на уголь и мазут), а также меньшее значение КПД паросиловых когенерационных установок, работающих на угле.

Вышеизложенное позволяет сформировать задачу развития конкурентных преимуществ централизованной СКЭ, которая заключается в обосновании эффективных видов топлива для существующих и новых КЭИ с учетом адаптации к условиям (ограничениям) топливоснабжения.

На рис. 4.5 показана схема разработанной оптимизационной модели топливопотребления в централизованной СКЭ, которая включает в себя следующие балансы и ограничения.

1. Баланс электроэнергии на территории:

$$\sum_{iqt} W_{iqt} + W_{gt} \pm W_t = \mathcal{E}_t, \quad (4.21)$$

где W_{iqt} – объем производства электроэнергии на когенерационном энергоисточнике i , работающем на топливе q , на этапе времени t ; W_{gt} – выработка электроэнергии на КЭС g , расположенной на территории; W_t – величина перетоков электроэнергии между соседними регионами; \mathcal{E}_t – потребление электрической энергии в регионе.



Рис. 4.5. Схема оптимизационной модели топливопотребления в централизованной СКЭ

2. Баланс расходов топлива по видам на территории:

$$\sum_{it} W_{iqt} \cdot b_{wiq} + \sum_{it} Q_{iqt} \cdot b_{Qiq} + B_{gqt} = B_{qt}, \quad (4.22)$$

где b_{wiq} – удельный расход топлива q на отпущенную электроэнергию по КЭИ i на топливе вида q ; b_{Qiq} – удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию Q ; Q_{iqt} – объем производства тепловой энергии на этапе времени t на территории; B_{gqt} – объем потребления топлива вида конденсационными электростанциями g на территории; B_{qt} – ограничение на выработку энергии всеми энергогенерирующими источниками на территории.

3. Ограничения по расходу топлива на энергогенерирующих объектах в централизованной СКЭ:

$$\sum_{it} W_{iqt} \cdot b_{wiq} + \sum_{it} Q_{iqt} \cdot b_{Qiq} = B_{iqt}, \quad (4.23)$$

B_{iqt} – общий расход топлива КЭИ.

4. Ограничения на выработку электрической энергии в централизованной СКЭ:

$$\sum_{qt} W_{iqt} \leq W_{it}, \quad (4.24)$$

где W_{it} – ограничение по выработке электрической энергии КЭИ.

5. Ограничения на выработку тепловой энергии в централизованной СКЭ:

$$\sum_{qt} Q_{iqt} \leq Q_{it}, \quad (4.25)$$

где Q_{it} – ограничение по выработке тепловой энергии КЭИ.

В качестве функционала оптимизационной модели топливопотребления в централизованной СКЭ были использованы топливные затраты:

$$Z_T = \sum_t^T (B_{iqt} \cdot (3_{iqt}^{TH} + 3_{iqt}^T)) \cdot (1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.26)$$

где z_{igt}^{TH} – удельные затраты на топливоиспользование; z_{igt}^T – удельные затраты на топливо (рыночная цена); α – норма дисконта.

Так же, как и оптимизация структуры, оптимизация топливопотребления в централизованной СКЭ проводилась на примере КЭИ, входящих в состав ТГК-9.

Расчеты показали, что основная доля (более 80%) в структуре топливопотребления в ТГК-9 приходится на природный газ. К такому весьма неблагоприятному положению в структуре топливопотребления привел перевод ряда угольных ТЭЦ на природный газ в 90-х годах, в основном, из-за сравнительно низкой его цены и экологической привлекательности.

Исходя из анализа складывающейся ситуации, можно выделить следующие проблемы, связанные с топливоснабжением КЭИ в ТГК-9:

1) большая доля устаревшего оборудования, находящегося на энергогенерирующих объектах, расположенных в промышленно развитых районах со сложной экологической обстановкой, что требует реконструкции с введением сложных комплексов очистки выбросов при работе на твердом топливе;

2) сложность газоснабжения новых КЭИ, вызванная ограничениями в поставках природного газа для выработки электрической и тепловой энергии;

3) отсутствие на обслуживаемой территории крупных разработанных топливных месторождений.

Особенности топливоснабжения генерирующих мощностей ТГК-9 обуславливаются, главным образом, относительной бедностью собственных топливных месторождений в Свердловской области и Пермском крае. Это приводит к тому, что основные транзитные потоки топлива (особенно природного газа) проходят через территорию, обслуживаемую ТГК-9.

Следует отметить, что рынок энергетических топлив в перспективе не может формироваться стихийно. Это обусловлено, прежде всего, тем, что

для всех звеньев технологической цепочки, включающей добычу, переработку, транспорт и сжигание топлива, характерна высокая капиталоемкость и большая длительность инвестиционных процессов. Положение усугубляется для низкосортных энергетических топлив ввиду необходимости использования новых когенерационных установок, работающих на природном газе, а также усиления транспортных связей. Таким образом, для обеспечения надежности топливоснабжения и повышения энергоэффективности КЭИ, для ТГК-9 целесообразно определить основные альтернативные варианты топливных баз. В табл. 4.2 показана дифференциация топливных ресурсов по производственным филиалам ТГК-9 для существующих и новых КЭИ.

Таблица 4.2

Виды используемых и перспективных топлив ТГК-9

Производственный филиал	Состояние	Топливо						
		Газ	Мазут	Уголь				
				Местный	Экибастузский	Кузнецкий	Канско-Ачинский	Печерский
Свердловский	С	+	+	+	+	+	+	–
	Н	+	+	+	+	+	+	–
Пермский	С	+	+	–	–	+	–	+
	Н	+	+	–	–	+	–	+
Коми	С	+	+	+	–	–	–	–
	Н	+	+	+	–	–	–	–

Примечание. С – существующее состояние; Н – новое состояние; «+» – используется; «–» – не используется.

Анализ результатов оптимизации топливопотребления в ТГК-9, приведенных на рис. 4.6 и 4.7 и в табл. 4.3, показал следующее.

В целом по ТГК-9 потребление всех видов топлива к 2016 году увеличится на 23,3 %, что в физическом выражении составит 2737,2 тыс. т у.т., а его структура изменится следующим образом. Потребление природного газа возрастет на 1503,9 тыс. т у.т., его доля в структуре топливопотребления уменьшится на 5 %. Доля, приходящаяся на уголь, увеличится с 16,7 до 22,0 %, в физическом выражении возрастет на 1224,5 тыс. т у.т. и составит 3180,8 тыс. т у.т. Потребление мазута практически не изменится и составит 246,8 тыс. т у.т.

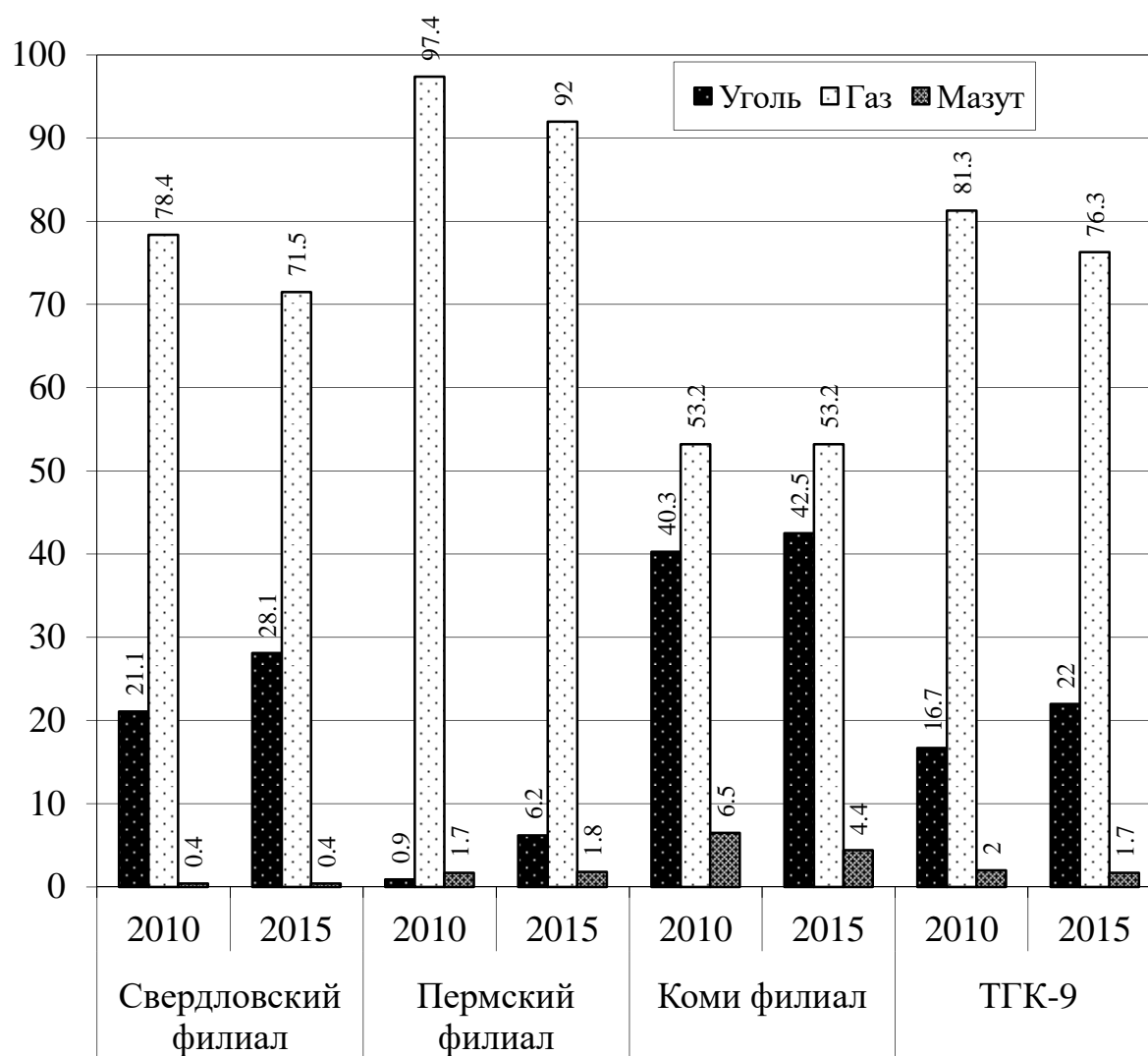


Рис. 4.6. Оптимизированная структура потребления топлива в ТГК-9, %

Таблица 4.3

Структура и объемы расхода топлива по видам в ТГК-9

Производственный филиал		Топливо							
		Уголь		Природный газ		Мазут		Всего топлива	
		2010	2015	2010	2015	2010	2015	2010	2015
Свердловский	тыс. т у.т	1073,9	1667,2	3982,8	4236,0	21,3	23,3	5078,0	5926,5
	%	21,1	28,1	78,4	71,5	0,4	0,4	100,0	100,0
Пермский	тыс. т у.т	40,7	358,8	4420,1	5342,2	77,2	104,7	4538,0	5805,7
	%	0,9	6,2	97,4	92,0	1,7	1,8	100,0	100,0
Коми	тыс. т у.т	844,7	1154,8	1116,5	1445,1	136,5	118,8	2097,7	2718,7
	%	40,3	42,5	53,2	53,2	6,5	4,4	100,0	100,0
Всего по ТГК	тыс. т у.т	1959,3	3180,8	9519,4	11023,3	235,0	246,8	11713,7	14450,9
	%	16,7	22,0	81,3	76,3	2,0	1,7	100,0	100,0

Согласно оптимизационным расчетам наиболее значительное увеличение потребления угля произойдет в Свердловском филиале – на 593,3 тыс. т у.т., что увеличит долю, приходящуюся на него, на 7 %. Потребление природного газа вырастет на 253,2 тыс. т у.т., а доля сократится на 6,9 % и составит 71,5 %, а потребление мазута практически не изменится и останется на прежнем уровне – 0,4 %.

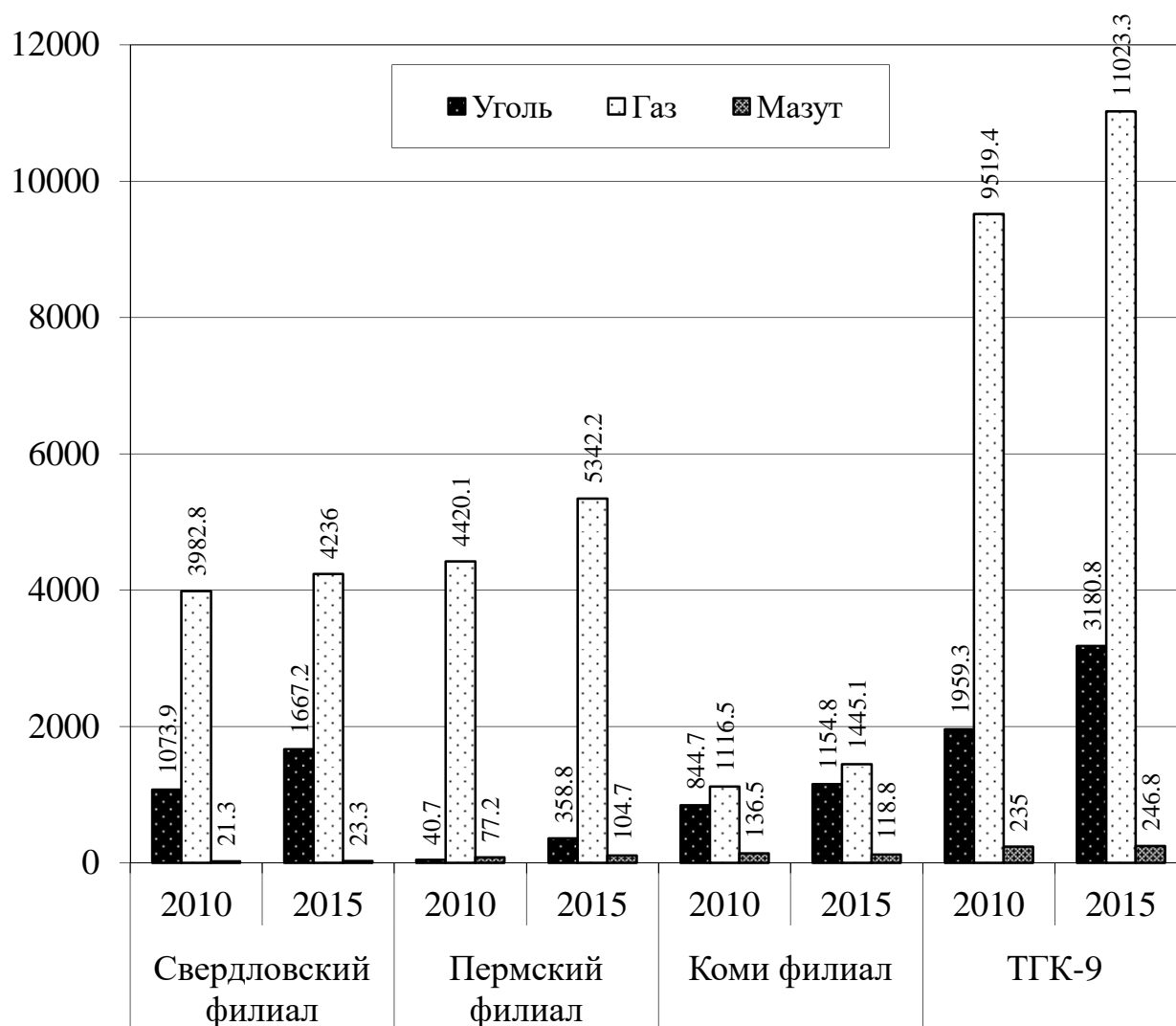


Рис. 4.7. Объемы потребления топлива по видам в ТГК-9, тыс. т у.т.

В Пермском филиале произойдет заметное увеличение потребления угля с 40,7 до 358,8 тыс. т у.т., тем не менее, его доля потребления составит только 6,2 %. В структуре топливопотребления попрежнему будет преобладать природный газ, его доля несколько уменьшится (на 5,4 %) и достигнет

5342,2 тыс. т у.т., а потребление мазута вырастет не значительно – на 27,5 тыс. т у.т.

Изменение структуры топливопотребления в Коми филиале будет в пользу угля, потребление которого возрастет на 310,1 тыс. т у.т. и достигнет уровня в 1154,8 тыс. т у.т., а его доля увеличится несущественно – с 40,3 до 42,5 %. Доля потребления природного газа и мазута в структуре практически не изменится и составит 53,2 и 4,4 % соответственно, причем объем потребления природного газа возрастет на 328,6 тыс. т у.т., а мазута уменьшится на 17,7 тыс. т у.т.

Несмотря на изменение структуры потребления топлива КЭИ ТГК-9, ситуация остается неблагоприятной, так как попрежнему доля природного газа продолжает оставаться существенной (76,3 %).

В современных условиях большое потребление газа и рост цен на него может ухудшить финансовые показатели КЭИ, снизить конкурентоспособность СКЭ на энергорынке, а также ее инвестиционную привлекательность. Очевидно, что увеличение доли угля может несколько улучшить ситуацию и снизить зависимость СКЭ от природного газа, но это несколько увеличит капитальные вложения в строительство новых угольных КЭИ. Положительным моментом в использовании угля является и тот факт, что его поставки являются достаточно надежными в долгосрочном плане и редко ограничиваются поставщиками, в отличие от поставщиков природного газа. Кроме этого, происходит привязка топливных баз к каждому потребителю с учетом марки и качества угля. Поэтому руководству ТГК-9 следует придерживаться стратегии расширения доли угля в структуре топливопотребления энергокомпании.

Незначительное изменение в структуре потребления мазута объясняется тем, что это топливо используется в основном как резервное и аварийное на КЭИ, использующих в качестве основного топлива природный газ. Кроме этого, такой вид топлива является наиболее дорогим по сравнению с углем и природным газом, поэтому его использование весьма ограничено.

Учитывая тенденции развития топливного рынка уже в среднесрочной перспективе при увеличении внутренних цен на газ в России до уровня экспортных цен затраты на выработку электрической энергии на угольных КЭИ могут стать сопоставимы с затратами на газовых. В связи с этим весьма актуальным является проведение прогнозной оценки расходов на топливо при производстве электрической энергии на КЭИ, использующих различные виды топлива, с учетом изменения цен на топливо и применения современных технологий производства.

Следует отметить, что топливная составляющая, показывающая затраты на топливо, используемое при производстве 1 кВт·ч электрической энергии, является одним из наиболее достоверных индикаторов энергоэффективности КЭИ. Данный показатель отражает влияние двух основных факторов, определяющих уровень расходов на топливо:

- цены на топливо;
- эффективности использования топлива, характеризуемой, в первую очередь, показателем КПД.

Что касается удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии, то данный показатель при известном значении КПД когенерационной установки может быть определен по следующей известной формуле:

$$b_j^y = \frac{123}{\eta_j}, \quad (4.27)$$

где η_j – КПД когенерационной установки, работающей на j -м топливе, %.

Следует отметить, что показатели КПД большинства КЭИ в России заметно ниже уровня, который может быть достигнут на современном оборудовании, установленном на аналогичных станциях в промышленно развитых странах.

Технической политикой РАО «ЕЭС России» в качестве перспективных технологий для использования при производстве энергии в России определены:

- для газомазутных КЭИ – ПГУ-ТЭЦ, позволяющие увеличить КПД до 47%;
- для пылеугольных КЭИ – котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), при использовании которых КПД ТЭЦ может быть увеличен до 38%.

Пример прогнозной оценки энергоэффективности КЭИ в ТГК-9 на 2015 год проводился по следующим двум вариантам:

Первый вариант – сохранение существующего уровня энергоэффективности;

Второй вариант – повышение энергоэффективности, путем проведения мероприятий, связанных с применением современных технологий:

- на газомазутных КЭИ – сооружение ПГУ;
- на пылеугольных КЭИ использование технологии ЦКС.

Прогнозное значение топливной составляющей при производстве электрической энергии на j -м топливе может быть определено по следующей формуле

$$t_j^{\text{э}} = c_j \cdot b_j / 1000, \quad (4.28)$$

где c_j – цена условного топлива j -го вида; b_j – удельный расход условного топлива j -го вида на производство электрической энергии.

Динамика показателей КПД для КЭИ в ТГК-9 на 2010 и 2015 годы, с учетом проведения мероприятий по реконструкции, а также соответствующих им удельных расходов топлива, представлена в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Динамика КПД и удельных расходов топлива

Тип ТЭЦ	2015 г.	
	Вариант 1	Вариант 2
Газомазутные		
КПД, %	36,0	47,0
Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	341,7	261,7
Пылеугольные		
КПД, %	29,0	38,0
Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч	424,1	323,7

В условиях прогнозируемых темпов роста цен на газ показатели топливной составляющей на газомазутных КЭИ за 2010–2015 гг. увеличатся в гораздо большей степени, чем на угольных, даже при широком использовании современных технологий.

По результатам составленного прогноза топливной составляющей на 2015 год (табл. 4.5) можно сделать следующие выводы.

Таблица 4.5

Прогноз топливной составляющей на 2015 г., руб./тыс. кВт·ч

Вид топлива	2010 г.	2015 г.			2010/2015 г., %	
		Вариант 1	Вариант 2	Отклонение, %	Вариант 1	Вариант 2
Газ	360,5	956,7	732,8	76,6	265,4	203,3
Уголь	381,7	602,3	459,6	76,3	157,8	120,4
Отклонение, %	94,4	158,8	159,4	—	—	—

По первому варианту прогноза, предполагающему сохранение существующего уровня КПД на КЭИ, к 2016 году показатели топливной составляющей на газомазутных увеличатся на 265,4 %, а угольных на 157,8 %.

По второму варианту прогноза, предусматривающему проведение реконструкции КЭИ и повышение их КПД, показатели топливной составляющей на газомазутных к 2016 году увеличатся на 203,3 %, а угольных на 120,4 %.

В результате по каждому варианту прогноза показатели топливной составляющей на газомазутных КЭИ будут больше, чем на угольных.

Топливная составляющая КЭИ в централизованной СКЭ, работающих на угле в 2015 году, составит:

- по первому варианту прогноза, предусматривающему работу при существующем уровне КПД – 602,3 руб./тыс. кВт·ч, что на 37 % меньше, чем на газомазутной ПГУ-ТЭЦ;

- по второму варианту прогноза, предполагающему проведение реконструкции и установку котлов с ЦКС – 496,6 руб./тыс. кВт·ч, что на 37,3% меньше, чем на газомазутной с ПГУ-ТЭЦ.

Следует отметить, что в 2016 году расходы на топливо на угольных КЭИ в ТГК-9 по второму варианту прогноза (при переходе на современные технологии сжигания топлива в котлах с ЦКС) будут на 23,4 % меньше соответствующих расходов по первому варианту прогноза, предусматривающему работу КЭИ при существующих значениях КПД. Экономия топливных расходов на газомазутных КЭИ в результате использования когенерационных ПГУ в 2016 году может составить 23,7 % от расходов на топливо при работе на имеющемся паросиловом оборудовании.

4.1.3. Экономическая эффективность направлений развития когенерационных энергоисточников

Развитие конкурентных преимуществ централизованной СКЭ во многом зависит от выбора направлений развития КЭИ, который должен основываться на анализе их технико-экономических характеристик и опираться на финансово-экономические показатели.

Оценка экономической эффективности направлений развития КЭИ и выбор из круга альтернативных вариантов наиболее перспективных, с точки зрения развития конкурентных преимуществ СКЭ, возможны за счет разработки и анализа соответствующих инвестиционных проектов.

Согласно Федеральному закону «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», инвестиционный проект – это обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектная документация, разработанная в соответствии с российским законодательством и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание действий по осуществлению инвестиций. Другими словами, инвестиционный проект представляет собой комплекс взаимосвязанных мероприятий, предназначенных для достижения в течение ограниченного периода времени и при установленном бюджете поставленных целей.

Таким образом, совокупность инвестиционных проектов, направленных на развитие конкурентных преимуществ централизованной СКЭ, можно разделить на три группы:

1. Проекты, предназначенные для повышения эффективности КЭИ. Их целью является создание условий для снижения производственных издержек, за счет замены оборудования на более эффективное, надежное, а значит, конкурентоспособное.

2. Проекты, предусматривающие увеличение мощностей КЭИ. Позволяют расширить объем производимой энергии в рамках существующих производств за счет модернизации и эксплуатации остаточного ресурса.

3. Проекты, направленные на создание новых КЭИ на базе современных высокоэффективных технологий.

Такая группировка инвестиционных проектов обусловлена различным уровнем риска, с которым они сопряжены. Поскольку зависимость между типом инвестиций в СКЭ и уровнем риска определяется, прежде всего, угрозами нежелательной реакции энергорынка на изменение результатов работы инвестора после завершения инвестиций.

Схема оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по развитию СКЭ показана на рис. 4.8, в соответствии с которой исследования состоят из следующих стадий:

- 1) формирование совокупности направлений и альтернативных вариантов;
- 2) расчет показателей экономической эффективности;
- 3) анализ чувствительности показателей экономической эффективности;
- 4) многокритериальный анализ вариантов;
- 5) анализ областей полученных решений.

В рамках первой стадии происходит формирование направлений развития КЭИ, на базе которых выбираются альтернативные варианты, которые учитывают возможные способы воздействия в целях повышения эффективности ТЭЦ.

На следующей стадии, выбранные альтернативные варианты изучаются с точки зрения экономической эффективности. Для этого используются методы экономической оценки эффективности инвестиций, адаптированные для решения задач развития КЭИ. Основными критериями в этом случае являются интегральные затраты и интегральный эффект. Второстепенными критериями, выполняющими функцию ограничений, являются – внутренняя норма доходности; срок окупаемости; максимальный денежный отток.



Рис. 4.8. Схема оценки экономической эффективности инвестиционных проектов

Анализ чувствительности показателей экономической эффективности позволяет определить устойчивость вариантов развития КЭИ при изменении основных параметров (цена топлива, производственные издержки, капиталовложения и т.п.) с учетом фактора риска, характеризующего внешние условия.

На четвертой стадии проводится многокритериальный анализ вариантов развития КЭИ по энергетическому, экономическому и экологическому критериям с использованием математического аппарата теории нечетких множеств. Многокритериальный анализ должен учитывать системный подход к проведению исследований, в частности, по обоснованию эффективности вариантов развития, связанных с техническим перевооружением и вводом новых КЭИ.

На заключительной стадии проводится анализ областей полученных решений, в результате чего происходит выбор наиболее эффективных вариантов развития КЭИ, наилучшим образом приспособленных для реализации конкурентных преимуществ централизованной СКЭ.

Апробация предложенного методического подхода была проведена на примере специально разработанных альтернативных вариантов развития КЭИ (табл. П.5.1 и П.5.2), позволяющих реализовывать конкурентные преимущества централизованной СКЭ.

По группе вариантов, связанных с продлением срока эксплуатации когенерационных установок на 10-15 лет, происходит интенсивное использование остаточного ресурса. В рамках этой группы в зависимости от конкретных условий (внешних и площадочных) возможны, как вариант чистой модернизации энергетического оборудования с сохранением прежних эксплуатационных условий, так и варианты, предусматривающие сочетание модернизации оборудования с изменением режимов работы КЭИ, а также с заменой вида топлива. При модернизации когенерационных установок основные его характеристики, как правило, остаются практически без изменений, то есть сохраняется существенная степень морального износа. В связи

с этим может стать целесообразным снижение объема выработки энергии на таком оборудовании (главным образом, для экономии топлива и снижения валовых выбросов вредных веществ в окружающую среду). Одним из возможных путей повышения эффективности является перевод когенерационных установок в маневренный режим работы, который характеризуется, как известно, более высокой альтернативной ценой электроэнергии.

В случае неблагоприятной экологической обстановки в зоне действия КЭИ может оказаться, что продление сроков службы оборудования будет допустимо только при проведении комплекса природоохранных мероприятий, обеспечивающих существенное улучшение экологических характеристик объекта. Это, как правило, может быть связано с большим объемом реконструкционных работ (установкой новых очистных устройств, реконструкцией системы технического водоснабжения и т.п.).

Основные инвестиционные характеристики рассматриваемой группы альтернативных вариантов развития КЭИ являются наиболее благоприятными в сопоставлении с остальными группами вариантов, что обусловлено:

- относительно небольшими объемами капитальных вложений;
- возможностью осуществления модернизации когенерационных установок за сравнительно небольшие сроки, совмещаемые, как правило, с проведением капитальных ремонтов.

Последнее обеспечивает непрерывность эксплуатации, а также малые лаги между затратами и результатами. Недостатком является отмеченная ограниченность увеличения эксплуатационных ресурсов существующего оборудования, которая в 2-3 раза ниже сроков службы по варианту его замены.

Следующая группа альтернативных вариантов предусматривает техническое перевооружение КЭИ за счет замены основного оборудования на существующей площадке без увеличения мощности. Особенности формирования показателей экономической эффективности по данной группе вариантов в значительной степени будут зависеть от условий реконструкции КЭИ.

В этом отношении следует выделять два варианта замены когенерационных установок с размещением их: а) в существующем главном корпусе; б) в новом главном корпусе. По первому варианту технические решения будут определяться в первую очередь конкретными возможностями реконструкции главного корпуса. При использовании угольного топлива, как показывает анализ различных проектных разработок, следует в основном ориентироваться на сохранение прежних типоразмеров энергетического оборудования, это дает возможность «вписаться» в существующие строительные габариты. При этом можно рассчитывать на некоторое улучшение его характеристик (по расходам топлива, выбросам вредных веществ в окружающую среду, трудозатратам на эксплуатацию и ремонтное обслуживание) в пределах возможностей традиционных способов когенерации. На природном газе, кроме аналогичного варианта использования традиционного паросилового оборудования тех же типоразмеров, принципиально возможны варианты парогазовых надстроек благодаря их компактности и сравнительно небольшим габаритам. При этом обеспечивается существенное улучшение упомянутых характеристик КЭИ.

Следует отметить, что во всех рассмотренных случаях замена когенерационных установок в существующем главном корпусе требует длительных по времени работ, связанных с демонтажом существующего и установкой новых. Это, в свою очередь, приведет к продолжительному снижению располагаемой мощности реконструируемого КЭИ и, следовательно, потенциальных объемов производства электрической и тепловой энергии. Следует отметить, что существующая технология реконструкции главного корпуса в среднем предусматривает одновременное выполнение работ по восстановлению не более двух когенерационных установок. С учетом подготовительного периода общая продолжительность восстановления КЭИ, имеющего большую мощность, может составлять 3-5 лет. За этот период потенциальная недовыработка энергии (при неизменном коэффициенте использования установленной мощности) значительно возрастает.

По альтернативному варианту восстановления мощности КЭИ с размещением основного оборудования в новом главном корпусе (при отсутствии ограничений по площадочным условиям) можно принять те же условия по типоразмерам агрегатов и технологическим способам производства энергии, что и на новом, сооружаемом в тот же период времени. При этом для угольных КЭИ не следует рассчитывать на существенное увеличение мощности по сравнению с ее исходной величиной. Последнее можно объяснить тем, что повышение экологической «чистоты» объекта при техническом перевооружении на базе новых технологий когенерации в значительной мере будет компенсировать ужесточение природоохранных требований. Кроме того, в конкретных условиях возможны и площадочные ограничения (по размещению топливного хозяйства, золоотвалов и др.). В то же время применение для когенерации ПГУ и использовании в качестве топлива природного газа позволяет не только восстановить прежнюю мощность КЭИ, но и при благоприятных площадочных условиях обеспечить ее значительное увеличение.

Отмеченные особенности альтернативных вариантов развития КЭИ наиболее ощутимо проявляются при обосновании их сравнительной экономической эффективности. Это обуславливается, главным образом, обеспечением сопоставимости показателей рассматриваемых вариантов исходя из тождества производственных и региональных эффектов. По энергетическим условиям целесообразно раздельное сопоставление двух совокупностей альтернативных вариантов. К первой из них отнесены варианты, обеспечивающие воспроизводство основных фондов, то есть продление сроков службы и восстановление существовавшей мощности КЭИ (в качестве альтернативы этому выступает ввод новых когенерационных установок). Вторая совокупность вариантов предусматривает сопоставление сооружения нового КЭИ с увеличением мощности на существующих.

Выбор вида топлива отражается и на формировании вариантов развития КЭИ, связанных с заменой отдельных элементов основного и вспомога-

тельного энергетического оборудования, а также развития топливно-транспортного хозяйства региона. При использовании природного газа повышение эффективности производства энергии на существующих КЭИ может быть достигнуто только путем применения новых природоохранных и энергосберегающих технологий: 1) азотоочистка; 2) переоборудование паротурбинных ТЭЦ путем надстроек на базе газотурбинных установок единичной мощностью от 25 до 100 МВт; 3) сооружение ПГУ-ТЭЦ мощностью от 50 до 200 МВт.

В случае использования угольного топлива аналогичные эффекты обеспечиваются на базе следующих технологий: 1) очистки дымовых газов от окислов азота и серы, а также повышения степени золоулавливания; 2) применения парогенераторов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС); 3) использования парогазовых установок с внутри цикловой газификацией углей (ВЦГ).

Анализ показывает, что для практического применения из перечисленных технологий производства энергии наиболее подготовлены технологии на природном газе, а также предусматривающие глубокую очистку дымовых газов на угольных ТЭЦ. Проблематичным остается крупномасштабное использование котельных агрегатов с кипящим слоем и особенно – ПГУ-ТЭЦ с газификацией угольного топлива главным образом из-за высокой стоимости оборудования и сложностью адаптации таких технологий.

Особенности формирования критериев сравнительной экономической эффективности для решения задачи оценки конкурентных преимуществ централизованной СКЭ проявляются при рассмотрении следующего круга вопросов:

- выбора расчетного срока для оценки экономической эффективности;
- учета временных лагов между капиталовложениями и выработкой энергии;
- уравнивания альтернативных вариантов по электрической и тепловой мощности;

- учета особенностей использования основных производственных фондов при разных сроках их службы;
- обеспечения экологической сопоставимости вариантов.

Выбор расчетного срока для определения показателей экономической эффективности зависит от состава альтернативных вариантов. Последние подразделяются на две категории, к первой из которых отнесены сопоставляемые КЭИ (установки), а ко второй – дополнительные, включение которых обеспечивает тождество энергетических эффектов. По каждому из этих вариантов необходимо проследить весь жизненный цикл, включающий этапы технического перевооружения (модернизации) существующего КЭИ или строительства нового, до последующей эксплуатации и ликвидации (после достижения расчетного срока службы). Так, по дополнительным КЭИ можно ограничиться рассмотрением инвестиционных процессов до выхода на период нормальной эксплуатации (достижения проектной мощности).

Учет временных лагов. Для обеспечения энергетической сопоставимости необходим также адекватный учет «начальных» эффектов, обусловленных временными лагами, то есть разрывами во времени между сроками капиталовложения и получения производственных результатов – по отпущенной энергии. В этом отношении наиболее представительным показателем является продолжительность строительства. Как показывает проведенный анализ, рассматриваемые варианты существенно различаются по данному показателю. Так, модернизация отдельных элементов когенерационных установок с продлением срока службы может быть осуществлена в пределах одного года. На полное восстановление мощности, за счет замены оборудования в существующем главном корпусе, потребуется 1,5-2 года. В то же время продолжительность работ до ввода первого агрегата при сооружении нового главного корпуса на существующем объекте может составить 2-3 года, а по варианту сооружения нового КЭИ (с учетом транспортной инфраструктуры) возрастет до 4-5 лет.

Для определения полных сроков «упреждения» данные лаговые характеристики должны быть увеличены на промежуток времени, необходимый для выполнения соответствующих проектных разработок (техно-экономических обоснований, инвестиционных проектов).

В этих условиях учет «начальных» эффектов будет зависеть от многих факторов и, прежде всего от степени «дефицитности» энергетического баланса на территории. Так, можно представить две крайние ситуации. В первой из них, техническое перевооружение КЭИ, оборудование которого достигло предельных сроков службы оборудования на начальном этапе, становилось безальтернативным, так как глубокая модернизация возможна только один раз, для последующих этапов этот вариант вообще исключается. Другая крайняя ситуация исходит от наличия необходимых резервов во времени, делающих правомерным включение всего круга альтернативных вариантов. Данная ситуация более характерна для современного этапа с растущим спросом на электрическую и тепловую энергию в регионе и усилением конкуренции на рынке тепловой энергии в крупных городах и на промышленных предприятиях.

Уравнивание альтернативных вариантов по электрической и тепловой мощности. Главным условием обеспечения энергетической сопоставимости альтернативных вариантов с учетом рассмотренных эффектов является их уравнивание по величине полезно отпущенной энергии. Кроме того, необходимо по возможности «синхронизировать» сроки выбытия и ввода когенерационных установок по вариантам развития энергоисточника.

Энергетическая сопоставимость альтернативных вариантов обусловлена следующими принципами:

- дискретностью типоразмеров когенерационных установок, приводящей к различию располагаемых мощностей;
- разными показателями аварийности существующих и новых когенерационных установок, отражающимися на величине системных резервов мощности;

- различиями в расходах мощности и энергии на собственные нужды (с учетом потребностей природоохранных объектов);
- длительным остановом оборудования (по варианту восстановления мощности с использованием существующего главного корпуса);
- отмеченными различиями в возможных сроках ввода когенерационных установок по вариантам (из-за разных временных лагов).

По способам оценки экономических последствий указанные принципы можно объединить в две группы. Первые три фактора по своей природе связаны со спецификой развития централизованной СКЭ в конкурентной среде. Наиболее корректным способом учета их влияния представляется нахождение уравнивающей мощности для каждого из вариантов по отношению к варианту, в котором величина отпущенной электрической и тепловой энергии достигает максимального значения [54, 130]. Для этих целей должны быть получены соответствующие прогнозные оценки по электрической мощности, дифференцированные по зонам региональной электроэнергетической системы региона. Влияние последних двух факторов отражается на показателях начального этапа расчетного периода, когда состав генерирующих источников практически уже сформирован, а негативные последствия частичного выбытия мощности КЭИ проявляются, главным образом, в энергопотребляющих системах.

Учет особенностей использования основных производственных фондов при разных сроках их службы. Для обеспечения сопоставимости годовых производственных издержек необходим учет разных сроков службы (амортизационного периода) когенерационных установок по альтернативным вариантам: при продлении сроков службы действующего оборудования, за счет модернизации – 10-15 лет, при замене оборудования в существующем главном корпусе – 20-30 лет, то же при сооружении нового главного корпуса на существующей площадке – 30-35 лет, при сооружении нового – до 40 лет. Методический подход к учету этого фактора при формировании критериев экономической эффективности принципиально различен. В

первом случае амортизационные отчисления на полное восстановление основных производственных фондов учитываться не должны вообще во избежание дублирования затрат при непосредственном рассмотрении воспроизводственных процессов в течение расчетного периода. Другая особенность состоит в учете постоянной составляющей эксплуатационных издержек, включающей затраты на приобретение материалов, запасных частей и прочие расходы (без оплаты труда). Величина этой составляющей обычно нормируется в виде отчислений от стоимости основных производственных фондов.

Экологическая сопоставимость альтернативных вариантов развития. Исследования влияния экологических факторов на эффективность функционирования КЭИ включают три основных аспекта:

- учет экологических ограничений на функционирование и развитие;
- экономическую оценку экологических факторов при определении затрат по критериям экономической эффективности;
- формирование экологических критериев при многокритериальной постановке задачи.

Первый аспект учитывается при формировании альтернативных вариантов в форме:

- лимитов (квот) на величину выбросов вредных веществ в окружающую природную среду;
- предельно-допустимых концентраций вредных веществ;
- удельных предельно-допустимых выбросов вредных веществ.

Данные ограничения оказывают существенное влияние:

- на возможность продления сроков службы действующего оборудования;
- применение новых природоохранных технологий производства энергии при техническом перевооружении;
- выбор размещения и параметров нового КЭИ.

Сложность решения экологических проблем обуславливается тем, что многие существующие КЭИ расположены в зонах хозяйственной деятельности, характеризующихся сильной фоновой загрязненностью окружающей природной среды (часто многократно превышает допустимые экологические нормы). В таких условиях вынужденно устанавливаются временные квоты на выбросы и концентрации вредных веществ, поэтому развития КЭИ должно, как правило, сопровождаться резким улучшением их экологических характеристик. При сохранении существующего оборудования или его замене на аналогичное возникает необходимость в сооружении новых природоохранных объектов (в первую очередь для очистки дымовых газов от оксидов азота и серы). Более кардинальные решения, как отмечалось выше, связаны с применением новых природоохранных технологий производства энергии (например, ПГУ, котлов с кипящим слоем и т.п.), а также с переводом, в случае необходимости, КЭИ на экологически более чистое топливо (например, природный газ). В некоторых условиях препятствием для технического перевооружения КЭИ может стать отсутствие свободных площадей для размещения природоохранных объектов. В таких случаях целесообразно рассмотреть возможности изменения режима его работы (в частности, использование в качестве резервного энергоисточника).

Учет указанных экологических факторов может приводить к существенному удорожанию производства энергии при техническом перевооружении КЭИ (из-за роста капиталовложений и эксплуатационных издержек, а также дополнительных расходов энергии на собственные нужды природоохранных технологий).

Большинство из перечисленных составляющих затрат неразрывно связано с технологическим процессом, и выделение в них экологической компоненты весьма проблематично. Отмеченное обстоятельство делает целесообразным их учет в составе производственных затрат.

К сугубо экологическим составляющим отнесены затраты, связанные с использованием региональных природных ресурсов и ущербами от их загрязнения, в их составе должны выделяться:

- плата за отчуждение земель для размещения КЭИ (площадок, водохранилищ, золоотвалов и др.);
- плата за водные ресурсы – валовое и безвозвратное водопотребление;
- плата за загрязнение окружающей природной среды – выбросами в атмосферу (летучей золы, токсичных газов); сбросами загрязняющих веществ в водоемы; загрязнение почв промышленными отходами (золошлаковыми остатками).

Эти оценки должны быть дифференцированы в территориальном разрезе в зависимости от степени ценности экологических ресурсов и наносимых ущербов окружающей природной среде.

В основу оценки экономической эффективности альтернативных вариантов развития КЭИ положен общий методический подход к обоснованию эффективности инвестиционных проектов. Поэтому для оценки экономической эффективности развития КЭИ, так же как и для оптимизации структуры, целесообразно использовать следующие основные критерии: 1) интегральные затраты; 2) интегральный эффект.

Интегральные затраты ($Z_{\text{И}}$) рассчитываются в динамике за период строительства и эксплуатации КЭИ (T) по формуле [50, 54, 62, 130-132, 136, 162, 172]:

$$Z_{\text{И}} = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t + Z_t^{\text{Л}})(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.29)$$

где K_t и I_t – капитальные вложения и эксплуатационные издержки за период t ; $Z_t^{\text{Л}}$ – затраты на вывод объектов из эксплуатации за период t ; α – норма дисконта.

Интегральный эффект ($\Theta_{\text{И}}$), представляющий собой разность дисконтированных за период жизненного цикла КЭИ (установки), оценок результатов (доходов, выручки) и затрат (расходов) рассчитывается по формуле [19, 50, 54, 62, 123, 130-132, 136]:

$$\Theta_{\text{И}} = \sum_{t=1}^T (D_t - (K_t + I_t))(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.30)$$

где D_t – доход (выручка) от реализации электрической и тепловой энергии за период t ; K_t и I_t – капиталовложения и годовые издержки за период t .

Выбор данных критериев для прогнозных разработок удобен по условиям обеспечения преемственности задач определения экономической эффективности развития КЭИ. При этом необходимо следует учесть следующие методические аспекты:

1. Оценку стоимостных показателей в формулах (4.29) и (4.30) следует производить в сопоставимых ценах для задаваемого (базового) года. Это даст возможность определенным образом учесть влияние инфляционных процессов.

2. Исходя из экономической природы предложенных критериев, необходим учет влияния фактора времени с помощью процедуры дисконтирования денежных потоков.

3. Анализ структуры капиталовложений в КЭИ должен отражать затраты на оборудование и строительно-монтажные работы. Следует отметить, что вклад этих составляющих в формирование стоимости весьма существенен и может исказить соотношение показателей сравнительной экономической эффективности вариантов развития КЭИ. Особенно это касается показателей по новым когенерационным установкам на базе ПГУ и ГТУ, цены на которые, по-видимому, будут намного ниже соответствующих цен для традиционного паросилового оборудования из-за меньшей материалоемкости и трудоемкости изготовления, хотя оценка стоимости по рыночным ценам может давать обратный результат. При формировании затрат на

строительно-монтажные работы аналогичным образом должны быть выделены составляющие в заработной плате, материальных и энергетических ресурсах.

4. При использовании критерия интегрального эффекта может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями. К ним могут относиться [19, 54, 132, 133, 172]:

– задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности (ВНД), при которой величина интегрального эффекта обращается в нуль ($\Delta_{\text{и}}(\text{ВНД})=0$):

$$\text{ВНД} \geq \alpha_{\min}, \quad (4.31)$$

где α_{\min} – минимально допустимое значение нормы дисконта.

Внутренняя норма доходности на практике обычно определяется методом подбора, то есть перебором различных пороговых значений рентабельности, при этом проект считается рентабельным, если ВНД не ниже исходного порогового значения;

– срок окупаемости инвестиционных затрат ($T_{\text{ок}}$), представляющий собой количество лет, в течение которых доход от продаж энергии возмещает основные капитальные вложения;

– максимальный денежный отток (МДО), показывающий наиболее отрицательное значение интегрального эффекта и, как правило, необходим для распределения объемов капитальных вложений по периодам на начальной фазе инвестиционного проекта;

– норма безубыточности (НБ), показывающая объемы вырабатываемой электрической и тепловой энергии, при которых происходит равенство совокупных затрат и доходов.

Результирующие показатели сравнительной экономической эффективности альтернативных вариантов развития КЭИ, по критерию интегральных затрат при различных нормах дисконта (10 и 20 %) показаны в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Интегральные затраты по вариантам развития КЭИ

Вариант	З _и , млн. руб.		З _и ^{уд} , руб./ (кВт·ч)	
	10%	20%	10%	20%
<i>На природном газе</i>				
1 (г)	36 835,4	18 233,6	0,188	0,093
2 (г)	41 049,1	19 465,2	0,121	0,060
3.1 (г)	42 078,6	20 478,2	0,137	0,076
3.2 (г)	38 794,4	16 489,7	0,064	0,028
4.1 (г)	56 238,2	23 478,3	0,165	0,108
4.2 (г)	42 789,9	18 368,4	0,087	0,037
<i>На угле</i>				
1 (у)	42 346,7	17 142,2	0,115	0,046
2 (у)	44 392,3	19 439,5	0,120	0,052
3.1 (у)	57 861,1	21 433,6	0,157	0,058
3.2 (у)	49 184,2	17 942,4	0,133	0,048
4.1 (у)	54 346,3	25 186,7	0,156	0,068
4.2 (у)	57 421,2	22 219,1	0,157	0,060

Примечание. В таблице обозначен вид топлива: г – природный газ, у – уголь.

Анализ полученных результатов показал, что наименее затратными оказались варианты технического перевооружения за счет модернизации когенерационных установок, работающем на газовом и угольном топливе. Однако у этих вариантов имеется некоторый недостаток, связанный с ограниченным сроком службы энергетического оборудования по сравнению с новым, при этом также повышается моральный износ оборудования. Тем не менее, весьма привлекательным вариантом развития является установка нового оборудования в новом главном корпусе 3×ПГУ-170, работающего на газовом топливе. Преимуществом этого варианта является также и то, что он имеет более длительный срок эксплуатации, по сравнению с вариантом модернизации существующей паротурбинной когенерационной установки,

так как использует наиболее прогрессивные технологии производства электрической и тепловой энергии с относительно высокими технико-экономическими показателями, а также позволяет обеспечить высокую маневренность и эффективность при изменении тепловых нагрузок по сравнению с паротурбинной когенерационной установкой.

В случае использования угольного топлива в зону равной экономичности попадают варианты продления сроков службы оборудования (вариант 1(y)) и восстановления мощности КЭИ с заменой оборудования и с сохранением типоразмеров (вариант 2(y)). Однако использование угольного топлива связано с проблемами, возникающими при его транспортировке, подготовке к сжиганию и качеством. Таким образом, альтернативные варианты технического перевооружения, связанные с использованием когенерационных установок, работающих на угольном топливе, на сегодняшний день несколько уступают газовым. Тем не менее в зависимости от экономической обстановки и динамики цен на газовое топливо на мировом и внутреннем рынках предпочтительными могут оказаться некоторые варианты на угле, например, варианты 3.2(y) и 4.2(y).

Кроме критерия интегральных затрат, экономическая эффективность вариантов развития КЭИ оценивалась с помощью критерия интегрального эффекта, а также ряда вспомогательных показателей, играющих, в основном, роль ограничений – внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости (возврата) капиталовложений ($T_{ок}$) и максимальный денежный отток (МДО). Результаты расчетов этих показателей представлены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Интегральный эффект и ограничения по вариантам развития КЭИ

Вариант	Интегральный эффект (Эи), млн. дол.		Ограничения				
			ВНД, %	Т _{ок} , лет		МДО, млн. руб.	
	10 %	20 %		10 %	20 %	10 %	20 %
На природном газе							
1 (г)	11 936	876	22	2	4	7 951	6 102
2 (г)	12 987	1 668	28	7	10	4 895	4 204
3.1 (г)	9 786	1 145	23	6	8	5 781	4 987
3.2 (г)	13 787	2 564	31	5	6	6 845	5 214
4.1 (г)	10 468	1 487	24	9	14	4 702	4 150
4.2 (г)	12 454	1 983	25	8	11	5 290	3 917
На углях							
1 (у)	12 321	1 311	26	3	5	5 873	3 432
2 (у)	13 086	1 486	29	8	12	7 345	5 267
3.1 (у)	11 885	984	32	7	11	9 331	8 730
3.2 (у)	10 231	868	25	6	10	8 432	6 818
4.1 (у)	9 678	753	23	10	13	10 431	7 876
4.2 (у)	10 486	982	24	9	12	9 812	3 263

Анализ табл. 4.7 позволил сделать следующие выводы:

1) все исследованные альтернативные варианты развития КЭИ в значительной мере зависят от условий инвестирования, характеризующихся, в частности, величиной процентной ставки на капитал. Расчеты показывают, что наиболее эффективным будет вариант развития на базе высокоэффективной когенерационной технологии, с применением ПГУ (вариант 3.2(г)). Среди вариантов на угле наиболее предпочтительным оказался вариант замены паросиловой установки с сохранением типоразмеров в существующем

главном корпусе (вариант 2(г)). Нетрудно видеть, что эти результаты несколько противоречат ранжировке вариантов по критерию интегральных затрат;

2) в процессе расчетов выявлена также некоторая противоречивость и в результатах, получаемых с помощью ограничений – внутренней нормы доходности и срока окупаемости капиталовложений. Отмеченное обстоятельство подтверждает общее методическое положение о том, что данные показатели по своей роли не должны приравниваться к критерию интегрального эффекта, и их целесообразно использовать (в случае необходимости) в качестве дополнительных ограничений, накладываемых на инвестиционный процесс.

Реализация любого инвестиционного проекта, связанного с развитием КЭИ сопряжена с определенным уровнем риска. Учет факторов неопределенности и риска проводится с использованием двух методических подходов: укрупненной оценки устойчивости и вариации параметров.

Согласно укрупненной оценке устойчивости, расчет основных показателей эффективности вариантов развития КЭИ проводился с использованием двух норм дисконта:

- коммерческая безрисковая норма дисконта, скорректированная на инфляцию (10 %);
- норма дисконта с учетом поправки на риск (20 %).

Чувствительность показателей экономической эффективности иллюстрируется на примере варианта 4.2(г) – строительство ТЭЦ на новой площадке (3×ПГУ-170), как наиболее конкурентоспособного. Расчеты показали, что рассматриваемый вариант является относительно прибыльным и устойчивым. Внутренняя норма доходности проекта в размере 25,6 % говорит об устойчивости проекта к изменениям внешней среды. Изменение нормы дисконта с 10 % до 20 % снижает интегральный эффект с 12 454 млн. руб. до 1 983 млн. руб. Срок окупаемости проекта при норме дисконта 20 % составляет 11,0 лет, что на 2,4 года больше, чем срок окупаемости при нор-

ме дисконта 10 % (8,6 года). Это характеризует выбранный вариант как достаточно устойчивый и эффективный.

Применение метода вариации параметров при анализе чувствительности позволяет проследить изменение оценочных показателей при влиянии различных факторов на формирование конкурентных преимуществ КЭИ.

К числу таких специфических факторов, влияющих на экономическую эффективность вариантов развития КЭИ, можно отнести:

- число часов использования установленной мощности;
- общие издержки;
- цена топлива (переменные издержки);
- срок ввода очередей;
- постоянные издержки;
- величина капитальных вложений.

Результаты анализа чувствительности показателей экономической эффективности к изменению параметров представлены в табл. П.5.3-5.6. Наиболее сильно на экономические показатели влияет число часов использования установленной мощности. При изменении этого показателя с 6000 до 4800 ч/год (на 20 %) при ставке дисконта 10 % проект окупится только через 21 год, а при ставке дисконта 20% – через 31,2 года. Таким образом, изменение числа часов использования установленной мощности на 1% вызовет изменение интегрального эффекта на 4,44 и 10,27 %, а срок окупаемости увеличится на 7,21 и 9,18 %, соответственно при норме дисконта 10 и 20 %.

Следует отметить, что на доходность проекта существенно влияет изменение издержек. Причем рост переменных издержек значительно сильнее отражается на результатах проекта, чем рост постоянных издержек, что вполне закономерно, так как переменные издержки (издержки на топливо) составляют большую часть себестоимости электрической и тепловой энергии. На срок окупаемости варианта существенное влияние оказывает изменение сроков когенерационных установок в эксплуатацию. Так, при увели-

чении срока ввода на 1 год срок окупаемости возрастает с 8,6 до 10,1 года при норме дисконта 10 % и с 11,0 до 16,2 года при 20 %.

Полученные результаты расчетов чувствительности экономических показателей показали, что риск, связанный с реализацией рассматриваемого варианта развития КЭИ, в целом можно считать приемлемым.

В целом по результатам оценки экономической эффективности следует отметить, что для устранения противоречивости некоторых показателей и выбора наилучшего варианта развития КЭИ, требуется проведение дополнительных расчетов с использованием современного математического аппарата нечетких множеств, позволяющего решать многокритериальные задачи.

Расчеты экономической эффективности развития КЭИ выявили ограниченность современных методов к решению задач по оценке эффективности их развития, так как были получены весьма неоднозначные результаты. Это повышает степень неопределенности в принятии решения в пользу того или иного альтернативного варианта развития.

Эти обстоятельства требуют соответствующего развития средств и процедур обоснования и принятия решений по структурной и технической политике в централизованной СКЭ на основе многокритериального анализа возможных альтернатив и достижения компромисса (консенсуса) между заинтересованными сторонами.

Таким образом, весьма важна разработка методов, позволяющих проводить анализ вариантов развития КЭИ в условиях многокритериальности. При этом многокритериальность можно рассматривать, как одну из форм проявления неопределенности условий развития и будущего функционирования КЭИ [52, 54, 62, 124]. С учетом этого разработана общая схема многокритериального анализа, состоящая из следующих этапов:

– выявление из множества вариантов допустимых альтернатив. На этом этапе выполняется первичный отбор наиболее предпочтительных вариантов развития, удовлетворяющих условиям решаемой задачи;

- определение множества критериев (целей), по которым необходимо осуществить решение задачи;
- нахождение критериальных оценок для множества допустимых альтернатив в точном, интервальном (нечетком) виде;
- выделение множества компромиссов. Множеству компромиссов принадлежат только те варианты, для которых не может быть найден явно лучший по всем критериям из множества;
- применение аппарата теории нечетких множеств для определения оценок недоминируемости альтернатив, которые определяют их эффективность (прил. 6);
- анализ результатов расчетов, принятие решения.

Выявленные противоречия направлений развития централизованной СКЭ можно разрешить путем использования трех групп критериев (П.5.7). Энергетическую группу характеризуют: удельный расход топлива, коэффициент готовности, объем выработки электрической и тепловой энергии, экологическую определяют: объем выбросов окислов азота, стоимость выбросов, плата за земельные ресурсы и, наконец, третью группу – экономическую составляют: удельные капиталовложения, себестоимость энергии, интегральный эффект и интегральные затраты. Такие группы критериев позволяют проводить исследование направлений развития исходя из особенностей развития и состояния того или иного КЭИ, а также возможностей наращивания конкурентных преимуществ.

В процессе предварительного анализа эффективности вариантов развития КЭИ, из всех возможных (табл. П.5.1 и П.5.2), на основе предварительного расчета показателей экономической эффективности выделены наиболее конкурентоспособные – четыре варианта:

1. Продление сроков службы когенерационной установки с заменой физически изношенных элементов, в основном, работающих в зонах высоких температур и давлений – вариант 1 (г).

2. Замена существующей когенерационной установки на новую с сохранением прежних типоразмеров – вариант 2 (г).

3. Расширение действующего КЭИ за счет установки когенерационной ПГУ в новом главном корпусе – вариант 3.2 (г).

4. Сооружение нового КЭИ на базе когенерационной ПГУ с газификацией твердого топлива – вариант 4.2 (у).

В качестве исходных данных для проведения многокритериального анализа приняты количественные оценки по показателям, которые приведены в табл. П.5.7. При этом учитывались возможные интервалы неопределенности этих оценок.

Сопоставление вариантов развития КЭИ проведено с помощью разработанного автором программно-вычислительного комплекса многокритериального анализа в нечетких условиях.

Расчеты выполнены в пределах заданного диапазона возможных изменений весовых коэффициентов по группам критериев, разбивка которого проведена с шагом, равным 0,25.

Результаты многокритериального анализа приводятся в табл. П.5.8. Ранжирование альтернатив по степени недоминируемости, в зависимости от весовых коэффициентов по группам критериев, иллюстрируется на рис. 4.9-4.11.

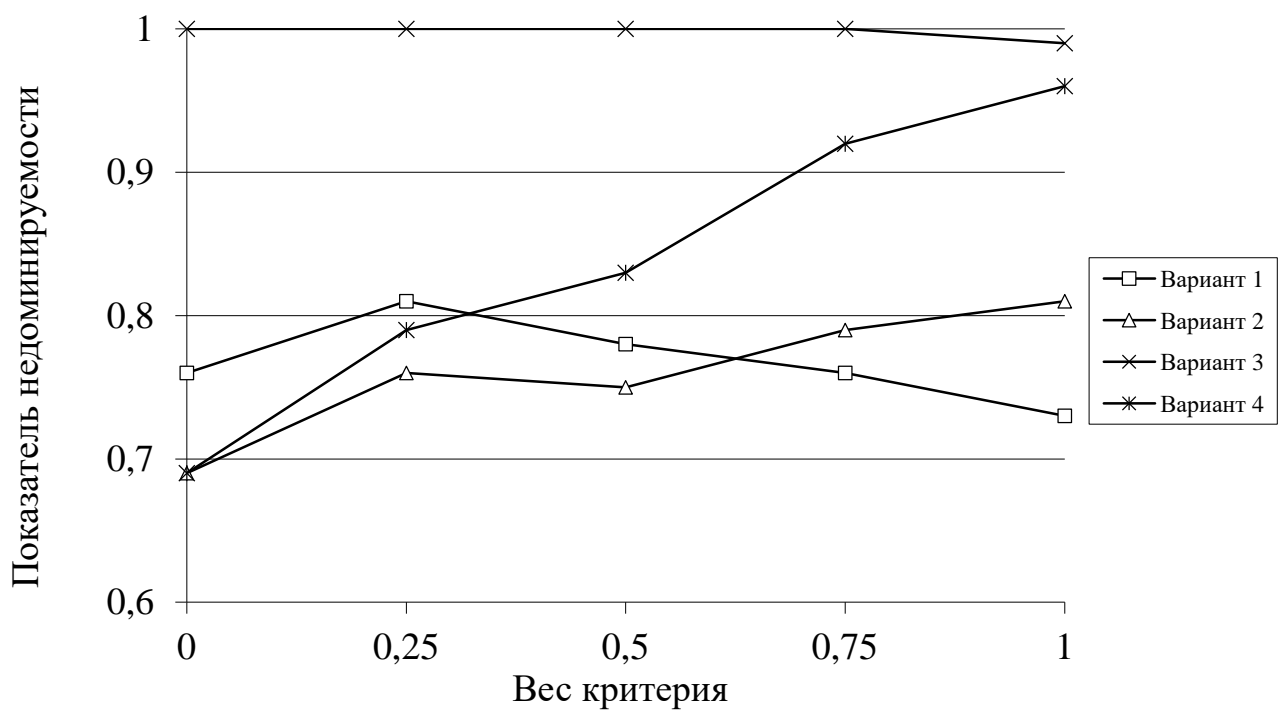


Рис. 4.9. Ранжирование альтернативных вариантов по энергетическому критерию

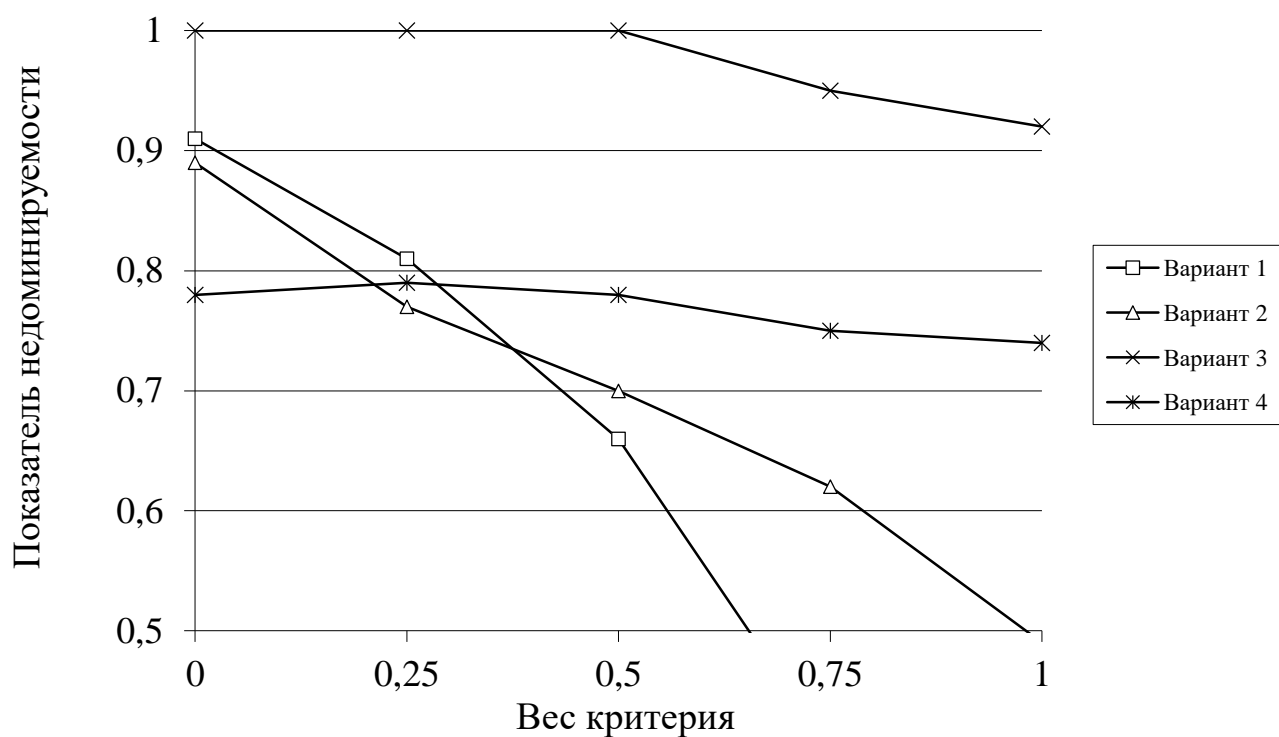


Рис. 4.10. Ранжирование альтернативных вариантов по экологическому критерию

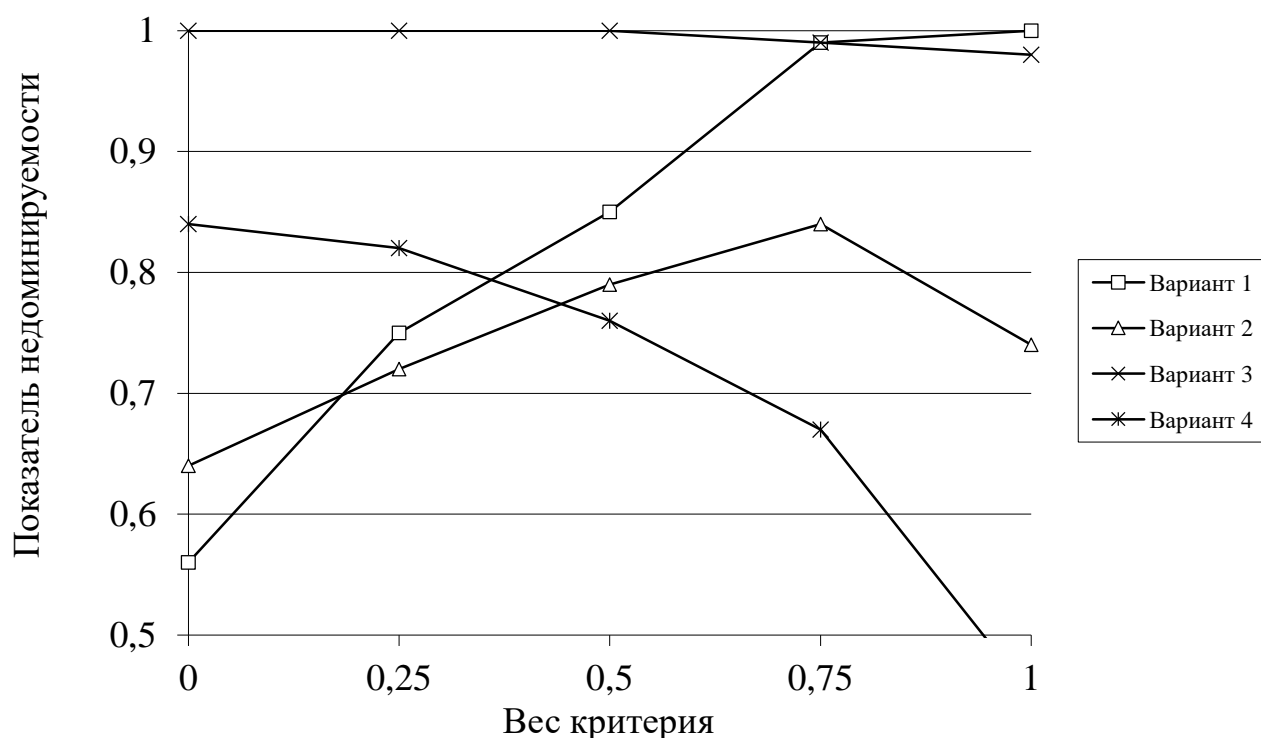


Рис. 4.11. Ранжирование альтернативных вариантов по экономическому критерию

При относительно широком диапазоне весовых оценок по группам критериев (0,25-0,5), в который попадает случай равновероятности этих групп, наиболее эффективным оказался вариант развития, предусматривающий расширение КЭИ, за счет когенерационной ПГУ – вариант 3.2 (г). Этот же вариант обладает наибольшей степенью недоминируемости в сравнении с остальными альтернативами по энергетическому и экологическому критериям (при их весах, равных единице). В указанных условиях вторым по предпочтительности является вариант сооружения нового КЭИ на базе когенерационной ПГУ с газификацией твердого топлива – вариант 4.2 (у). Более низкий ранг этого варианта, как показывает анализ, обуславливается: по энергетическому критерию – существенно меньшими объемами производства электроэнергии на начальном этапе (из-за увеличения сроков энергетического строительства), по экологическому критерию – потребностью в дополнительном отчуждении земель. При повышенном весе экономическо-

го критерия (0,75-1) становится более эффективным вариант продления сроков службы, за счет модернизации, существующей когенерационной установки – вариант 1 (г), обладающий более благоприятными инвестиционными характеристиками.

По результатам проведенного многокритериального анализа в зону наиболее высокой эффективности попадают варианты 1 (г) и 3.2 (г). Выбор между этими альтернативами может быть сделан исходя из тактических и стратегических планов субъектов управления развитием централизованной СКЭ. Так, для краткосрочной перспективы развития КЭИ наиболее предпочтительно продление остаточного ресурса основного оборудования, а исходя из планов долгосрочного развития, расширение действующего КЭИ с установкой ПГУ.

Вышеизложенные результаты оценки конкурентных преимуществ централизованной СКЭ позволили сделать следующие выводы.

1. Оптимизация структуры генерирующих мощностей централизованной СКЭ, показала, что для каждой обслуживаемой территории необходимо соблюдение рационального, с точки зрения минимизации затрат и повышения надежности, соотношения когенерационных установок различного типа: ПТУ, ПГУ и ГТУ. Таким образом, особое значение для повышения эффективности имеют такие факторы, как уровни тепловых нагрузок и степень их концентрации на территории региона, графики электрических и тепловых нагрузок, а также условия теплоснабжения и ограничения по размещению КЭИ. Все это необходимо учитывать, как при вводе новых мощностей, так и при реконструкции и выводе из эксплуатации действующих [36].

2. Учитывая технологическую специфику, конкурентоспособность КЭИ может изменяться в зависимости от сезона года. Поэтому одна часть когенерационных установок для того, чтобы быть конкурентоспособными, должна вырабатывать электроэнергию, исходя исключительно из графика тепловых нагрузок, то есть целиком и полностью на тепловом потреблении

(например, это могут быть когенерационные ГТУ, а также ПТУ, в основном оснащенные турбинами с противодавлением, в том числе работающие на твердом топливе). Другая часть может генерировать электроэнергию, как на тепловом потреблении, так и в соответствии с графиком электрических нагрузок территории. По критерию экономичности для такого совмещенного режима наиболее конкурентоспособными установками являются когенерационные ПГУ, имеющие высокий КПД, даже при работе в конденсационном режиме.

3. Существенно повысить надежность КЭИ можно с помощью технического перевооружения, главной задачей которого в рассматриваемой перспективе должно стать совершенствование когенерации на базе ПГУ различной мощности, обеспечивающей наиболее эффективное использование топлива, за счет повышенной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а также экономии материалов и трудовых ресурсов. Известно, что использование высокотемпературных газовых турбин и освоение когенерационных ПГУ, особенно с высокой долей газотурбинной мощности, существенно повышает эффективность когенерации особенно при тепловых нагрузках начиная со 100 Гкал/ч. Кроме того, когенерационные ПГУ имеют лучшие экологические показатели по сравнению с ПТУ. Сооружение паротурбинных КЭИ эффективно при больших концентрациях тепловых нагрузок, начиная с 600-900 Гкал/ч в зависимости от стоимости топлива.

4. Для повышения энергоэффективности целесообразна реконструкция крупных котельных работающих на природном газе с установкой ГТУ со сбросом отработанных газов в котел. Когенерационные ПГУ могут быть рекомендованы и для КЭИ, использующих твердое топливо по мере освоения установок с внутрицикловой газификацией угля. В этих условиях целесообразно дальнейшее увеличение доли отпускаемой теплоты с 40 до 55% в дальнейшем [36].

Следует отметить, что по мере развития конкуренции в генерации энергии на территории необходима смена приоритетов развития СКЭ. Су-

ществленное повышение стоимости тепловой энергии создает реальную заинтересованность в экономии тепла. В некоторых случаях более предпочтительными по сравнению с крупными системами теплоснабжения становятся решения с источниками тепла малой мощности, требующие меньших единовременных затрат с небольшими сроками окупаемости. Формирующийся рынок конкурентоспособных когенерационных установок с широким диапазоном мощностей позволяет реализовать эти решения и расширить СКЭ за счет малых и средних тепловых нагрузок.

4.2. Оценка конкурентных преимуществ распределенной системы когенерации энергии

Предложенный методический подход к решению задачи оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по развитию КЭИ может быть использован для изучения конкурентных преимуществ не только централизованной СКЭ, но и распределенной.

В условиях повышения цен на кондиционные энергоносители, ухудшающегося качества ископаемых твердых топлив и увеличения негативной техногенной нагрузки на окружающую среду, становятся актуальными вопросы разумной децентрализации энергоснабжения с привлечением потенциала распределенной СКЭ, а также вопросы повышения надежности и бесперебойности энергоснабжения, в условиях, когда основная часть энергетического оборудования в значительной мере выработала свой ресурс. В частности, проблема энергообеспечения удаленных северных территорий, где нет централизованной СКЭ, связана с необходимостью осуществления «северного завоза».

Существующие экономические проблемы энергетической отрасли, такие как диспропорция тарифов на тепло- и электроэнергию, регламентируемая рентабельность, повышенные тарифы промышленным потребителям создали к настоящему времени ситуацию, когда автономные КЭИ в распределенной СКЭ,

работающие на местных топливных ресурсах (МТЭР), получают конкурентные преимущества и становятся экономически и технически целесообразным.

Уральский и Западно-Сибирский регионы обладают большими запасами МТЭР естественного (торф, бурый уголь, тощие угли, древесина и т.д.) и техногенного (нефтекокс, промышленные и бытовые отходы) происхождения. На юге Тюменской и Курганской областей имеются значительные запасы отходов переработки сельскохозяйственной продукции (солома и др.). Особое место среди МТЭР по экономическому, топливному и экологическому потенциалу занимает растительная биомасса многолетнего цикла (в первую очередь древесные отходы) и торф. В Свердловской области растительная биомасса многолетнего цикла в виде древесных отходов лесопереработки составляет 0,3-0,8 млн. т у.т./год, является одним из наиболее дешевых и доступных источников возобновляемой энергии и имеет практически повсеместное распространение, а залежи торфа можно разрабатывать практически вблизи каждого населенного пункта.

Имея обширную номенклатуру, МТЭР располагаются, как правило, в близости от потребителя в виде локальных залежей с различными характеристиками. Однако в условиях глобализации экономики они могут попадать в разряд ценного сырьевого ресурса и интенсивно вымываться из региона (как, например, торф из северо-западных регионов России и из Прибалтики).

Своевременное вовлечение МТЭР в хозяйственную деятельность может решить проблему топливообеспечения коммунально-бытового и частично промышленного секторов региона на многие десятилетия. Низкая разработанность месторождений местных топлив, отсутствие инфраструктуры, современных технологий использования, соответствующей машиностроительной базы (горнодобывающей, энергомашиностроительной) требует больших инвестиционных вложений, экономической заинтересованности и должностной инициативы по развитию производительных сил собственного региона, в том числе по организации добычи, производства и использования местных топлив местными же силами.

Современные схемы энергетического использования твердых топлив базируются на силовом газовом цикле, в основе которого лежат газопоршневые двигатели и газовые турбины. В цикле важную роль играют газогенераторные технологии, реализуемые в

- а) высоконапорном парогазовом цикле,
- б) низконапорном газовом цикле,
- в) комбинированном парогазовом цикле (непрямого сжигания).

Для области мощностей малой энергетики наибольшее распространение получил низконапорный газовый цикл. Эта технология основана на работе атмосферных газогенераторов плотного или кипящего слоя и газовых двигателей – поршневых ДВС, применяемых без наддува, ГТУ с давлением газа на входе в турбину от 0,3 до 5,5 бар. Таким образом, горючий газ дожигается в цилиндре двигателя (при температуре до 1873 К) или камере сгорания турбины (при температуре до 1373 К), либо в горелках парогенератора, что повышает эффективность топливоиспользования.

Установка в распределенной СКЭ, компактных когенерационных установок, на базе двигателя внутреннего сгорания (ТЭЦ-ДВС) в настоящее время является весьма перспективным направлением развития ее конкурентных преимуществ. Такие когенерационные установки могут успешно работать на МТЭР и, в основном, предназначаются для покрытия невысокой электрической и тепловой нагрузки жилых домов и промышленных предприятий при отсутствии централизованного энергоснабжения.

С технологической точки зрения, ТЭЦ-ДВС представляет собой малогабаритный блок, состоящий из поршневого двигателя внутреннего сгорания, работающего на генераторном газе и генератора. При работе такого двигателя тепло, выделяемое «рубашками» цилиндров, и тепло уходящих газов используется для теплоснабжения (нагрев воды до температуры 70-90°С). Вырабатываемая электроэнергия направляется непосредственному потребителю или передается во внешнюю сеть. Таким образом, когенерация

становится рентабельной и конкурентоспособной на небольших установках до 30 МВт [56, 62].

В 1971 году компанией *SEMT* (Франция) были начаты новые исследования по сжиганию в ДВС генераторных газов, получаемых при газификации твердых топлив (биомассы, угля, горючих отходов). При использовании таких газов для сохранения мощности газопоршневых когенерационных установок оказалось необходимым производить наддув и увеличивать массовый расход газо-воздушной смеси, соответствующим образом подбирать отношение давлений и температуру воспламенения; сжимать не газ и воздух в отдельности, а подготовленную газо-воздушную смесь. В настоящее время газопоршневые когенерационные установки, конвертированные для работы на генераторном и других синтетических газах, помимо Франции, их изготавливают в США, Финляндии, Великобритании, Австрии, Испании, Китае.

Следует отметить, что в настоящее время наблюдается устойчивая тенденция к использованию в качестве когенерационных установок – малооборотных четырехтактных дизельных двигателей. Известно, что во многих западных странах в распределенной СКЭ уже широко эксплуатируются ТЭЦ-ДВС, например, в США мощностью 20-2200 кВт, а в Великобритании – мощностью до 10 МВт, половина из которых, работает в базовом режиме, остальные – в полупиковом и пиковом [225].

ТЭЦ-ДВС обладает в настоящий момент достаточно высоким КПД по сравнению с КПД других тепловых машин. Термический КПД малооборотных дизелей в диапазоне 5-25 МВт, близок или превышает 50%, в то время как у газовых и паровых турбин КПД в этом диапазоне не превышает 35% [225].

Особенности газопоршневых когенерационных установок, относительно газотурбинных, определяющие их большее распространение в области малых мощностей заключаются в следующем:

1) высокий электрический КПД, слабо меняющийся в диапазоне нагрузок 50-100%. Наивысший электрический КПД газовой турбины, достигаемый при работе под 100%-ной нагрузкой, составляет 30-35%, а газопоршневого двигателя до 40%. Зависимость КПД когенерационных установок на базе ДВС и ГТУ от нагрузки представлена ниже (рис. 4.12);

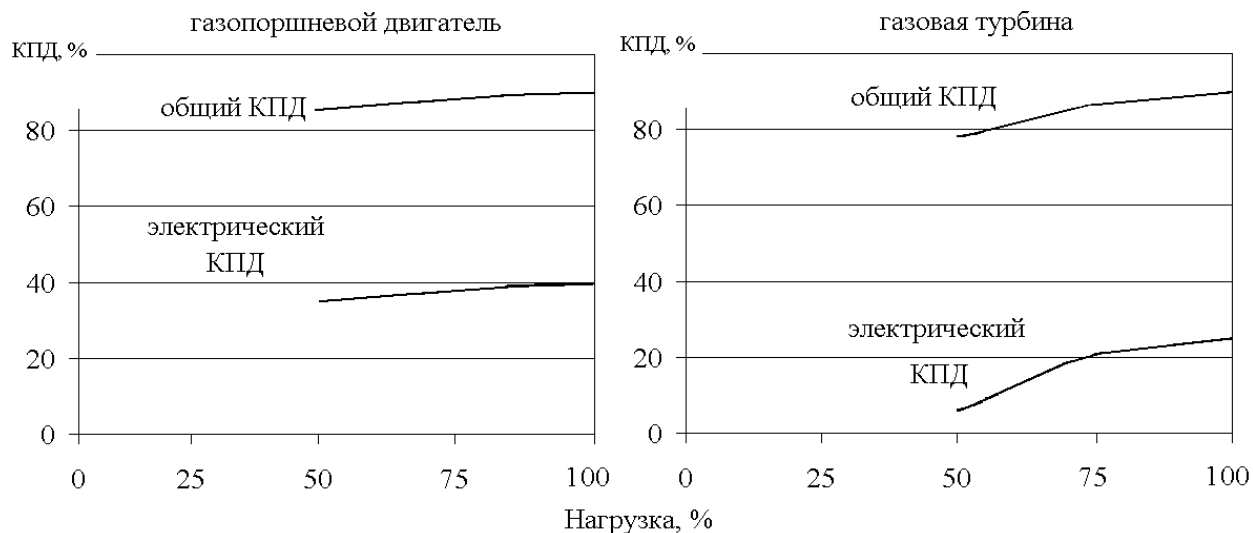


Рис. 4.12. Зависимость КПД от величины нагрузки

2) большее постоянство электрического КПД газопоршневой когенерационной установки в интервале температур от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 4.13);

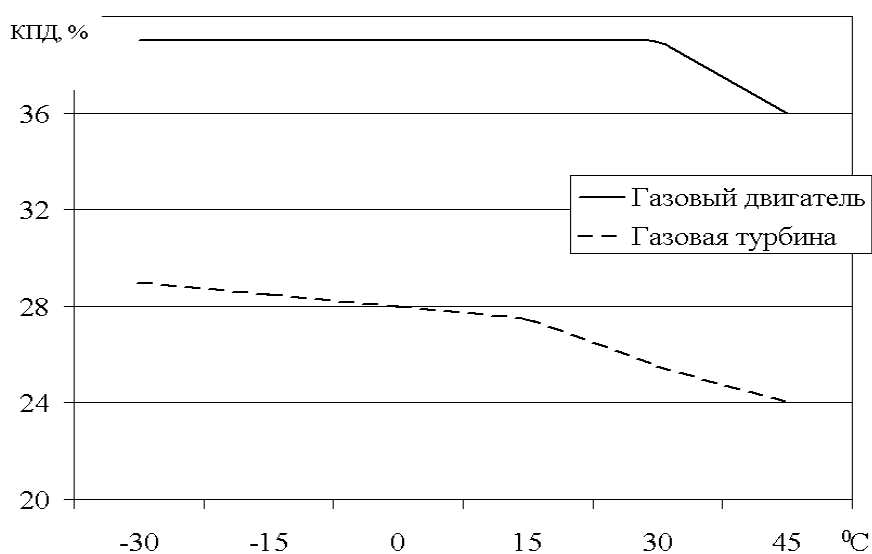


Рис. 4.13. Зависимость КПД от температуры наружного воздуха

3) характеристики надежности и маневренности. Газопоршневая когенерационная установка может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс. Известно, что 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 ч. Время до принятия нагрузки после старта у газовой турбины составляет 15-17 мин, газопоршневой когенерационной установки составляет 2-3 мин;

4) большой срок службы газопоршневого двигателя и интервалы техобслуживания. Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше;

5) относительно низкие капиталовложения. Удельные капиталовложения в строительство ТЭЦ-ДВС на базе газопоршневых когенерационных установок ниже, чем на базе ГТУ. Это преимущество газопоршневых когенерационных установок сохраняется для мощностей до 30 МВт (рис. 4.14 и 4.15).

6) на рис. 4.16, по данным [45], показано, что в силу преимуществ в области малых мощностей наибольшее распространение получают газопоршневые когенерационные установки.

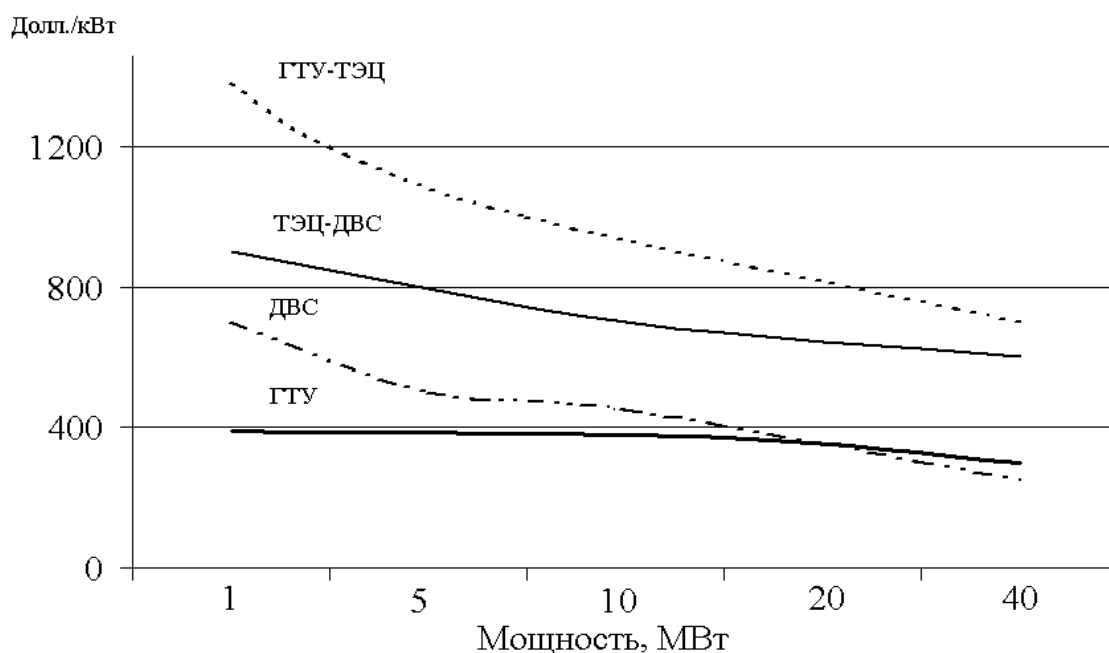


Рис. 4.14. Удельные затраты на строительство

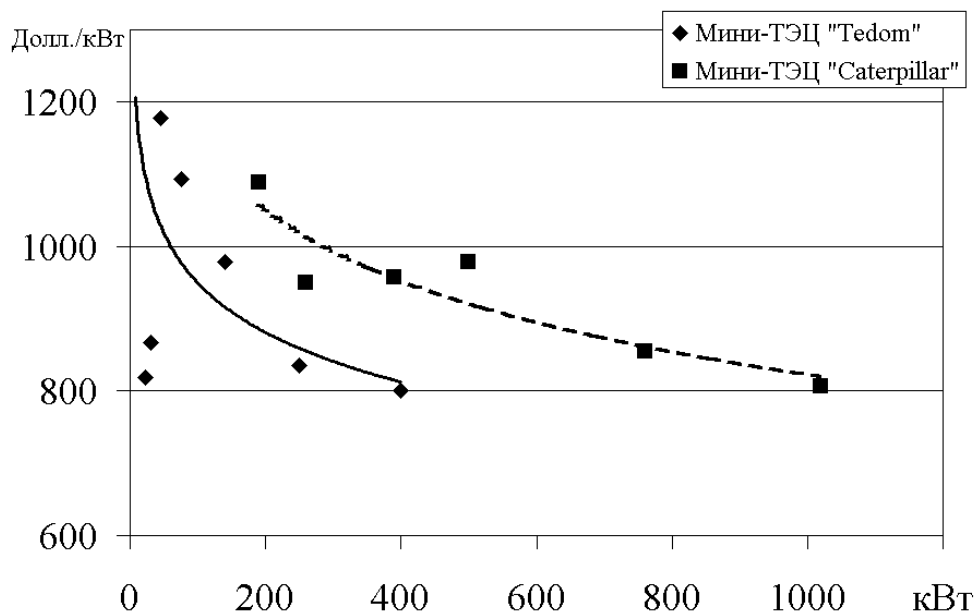


Рис. 4.15. Удельные затраты на ТЭЦ-ДВС для мощностей до 1 МВт
(по данным ООО «Уралтрансгаз»)

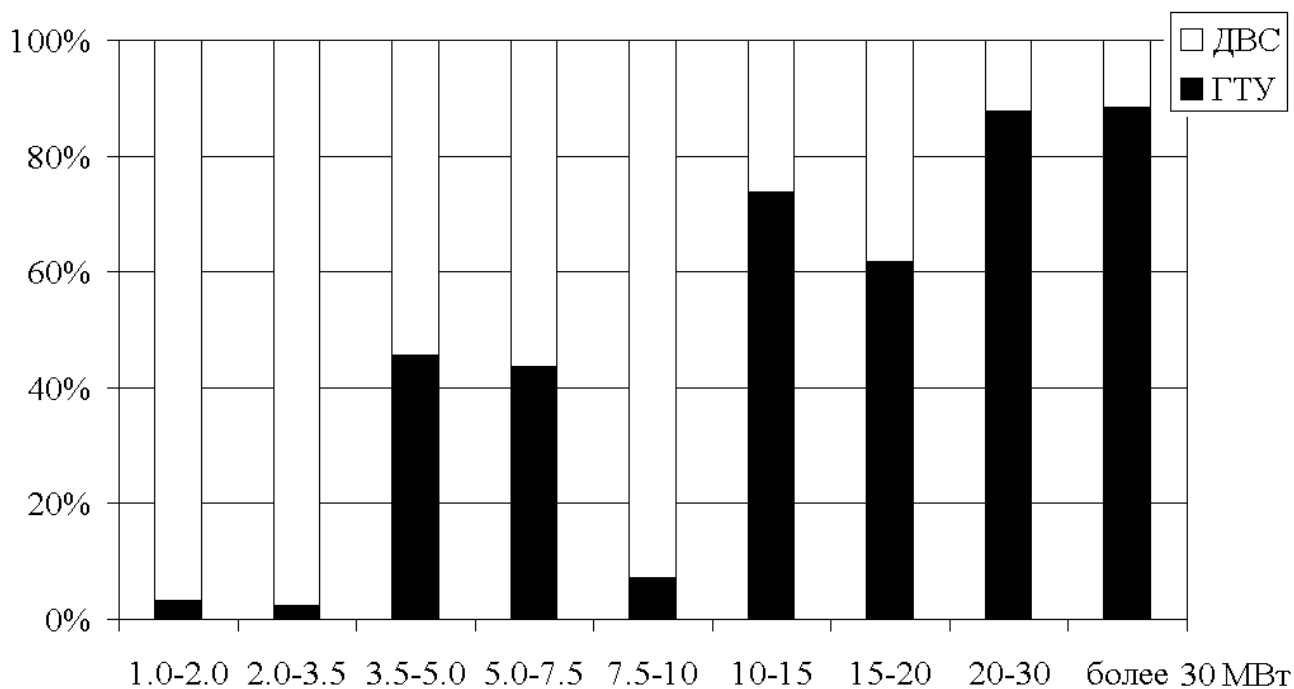


Рис. 4.16. Доля ДВС и ГТУ в различном диапазоне мощностей

Возможность использования энергии отработавших газов и теплоты системы охлаждения повышают общее использование энергии сжигаемого топлива до 87%.

Анализ показал, что основными достоинствами ТЭЦ-ДВС является:

- наибольшая экономичность среди подобных тепловых двигателей;
- малая потребность в воде;
- быстрый запуск;
- небольшие размеры конструкций и сооружений для основного и вспомогательного оборудования;
- возможность полной автоматизации процесса, немногочисленный штат, экологичность (в случае использования газа как топлива);
- высокий КПД сравнительно с ГТУ или ПГУ в такой же мощности;
- практически неограниченное число пусков-остановов.

В качестве топлива, используемого для выработки энергии газопоршневой когенерационной установкой, возможно использование биомассы путем ее газификации. При этом могут быть использованы: газодизельные установки или газопоршневые установки с искровым зажиганием на чистом газе [73]. Кроме этого топливом для малооборотных дизелей, наряду с любыми тяжелыми сортами нефтяного топлива, может служить синтез-газ, получаемый при газификации биомассы. В связи с невысокими оборотами коленчатого вала двигателя электростанции обладают низким уровнем шума и вибрации. В современных ТЭЦ-ДВС применяются два типа газогенераторов: плотного и кипящего слоя.

Следует отметить, что газификация в плотном слое с использованием генераторного газа газопоршневой когенерационной установкой является весьма конкурентоспособной технологией для выработки тепловой и электрической энергии в диапазоне мощностей до 1-2 МВт.

Задачу оценки эффективности газогенераторных ТЭЦ-ДВС следует решать исходя из двух аспектов [56]. Первый аспект позволяет оценить эффективность производства этих энергоустановок, что имеет большое значение для привлечения внимания отечественного энергомашиностроения к проектам в распределенной СКЭ. Второй аспект дает возможность оценить эффективность эксплуатации газогенераторных ТЭЦ-ДВС и связан с заинтересованностью потенциальных потребителей в подобных установках.

В основу оценки эффективности проектов производства и эксплуатации, газогенераторных ТЭЦ-ДВС положен общий методический подход, адаптированный для решения поставленной задачи.

Оценка эффективности производства газогенераторных ТЭЦ-ДВС проводилась на основе исходных данных, представленных в табл. П.7.1. Результаты расчетов представлены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Показатели экономической эффективности проекта производства газогенераторных когенерационных установок

Показатель	Значение	
	10%	20%
1. Интегральный эффект, тыс.руб.	8 611	4 941
2. Производственные затраты, тыс.руб.:		
– постоянные	40 922	32 947
– переменные	44 131	33 757
3. Срок окупаемости, мес.	19	22
4. Максимальный денежный отток, тыс.руб.	6 607	6 612
5. Норма безубыточности, шт.	38	44
6. Внутренняя норма доходности, %	63	

Анализ полученных результатов показал следующее. Интегральный эффект проекта производства газогенераторных ТЭЦ-ДВС за 48 месяцев при объеме производства двух установок в месяц составила 8 611 тыс. руб. при норме дисконта 10% и 4 941 тыс. руб. при 20%. Такие значения интегрального эффекта позволяют судить о достаточно высокой финансовой устойчивости проекта к влиянию финансовых рисков, которые включают в себя инфляционные факторы, значения ставки банковского процента за кредит, а также ставку страховки за предпринимательский риск.

Целесообразность реализации предложенного проекта также подтверждают и другие показатели эффективности, приведенные в табл. 4.8. Так,

показатель срока окупаемости имеет значения 19 месяцев при норме дисконта 10% и 22 месяца для 20%. Такие величины срока окупаемости являются весьма выгодными, прежде всего для инвестора и позволяют судить о перспективности проекта. Норма безубыточности составила 38 и 44 установки при норме дисконта 10 и 20% соответственно. Это делает значительным потенциал проекта с точки зрения выбора маркетинговой стратегии предприятия, которая должна основываться на увеличении объема производства когенерационных установок при снижении цены на установку за счет уменьшения постоянной составляющей затрат. В пользу последующего увеличения производства установок также говорит и тот факт, что в результате эксплуатации происходит быстрая их окупаемость из-за высокой экономичности.

На рис. 4.17 представлена зависимость дисконтированной прибыли от объема производства установок.

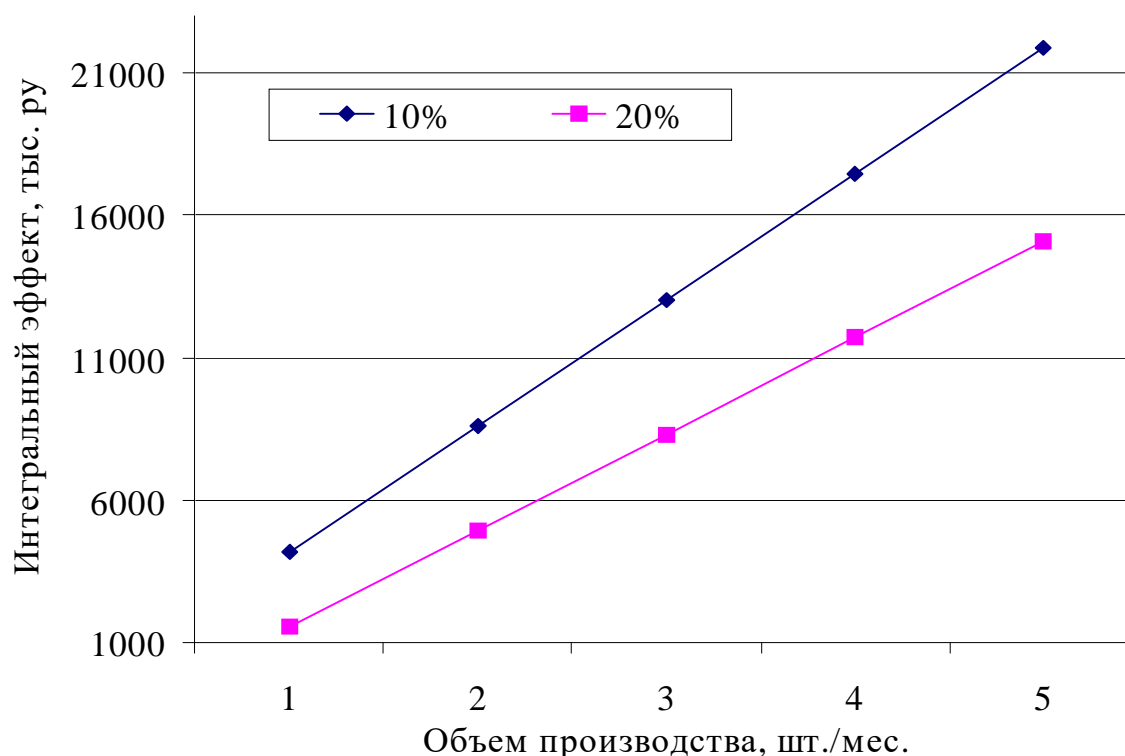


Рис. 4.17. Зависимость дисконтированной прибыли от объема производства энергоустановок

Зависимость дисконтированной прибыли и срока окупаемости от нормы дисконта (при производстве двух установок в месяц) представлена на рис. 4.18. При увеличении объема производства происходит значительный рост дисконтированной прибыли. Так, при производстве одной установки и норме дисконта 10% дисконтированная прибыль составляет 4 197 тыс. руб., при производстве пяти когенерационных установок 21 850 тыс. руб., а при норме дисконта 20% дисконтированная прибыль имеет значение 1 565 и 15 068 тыс. руб., соответственно при производстве одной и пяти установок. Это свидетельствует о достаточно высокой финансовой «прочности» проекта и целесообразности производства на машиностроительных заводах Уральского региона.

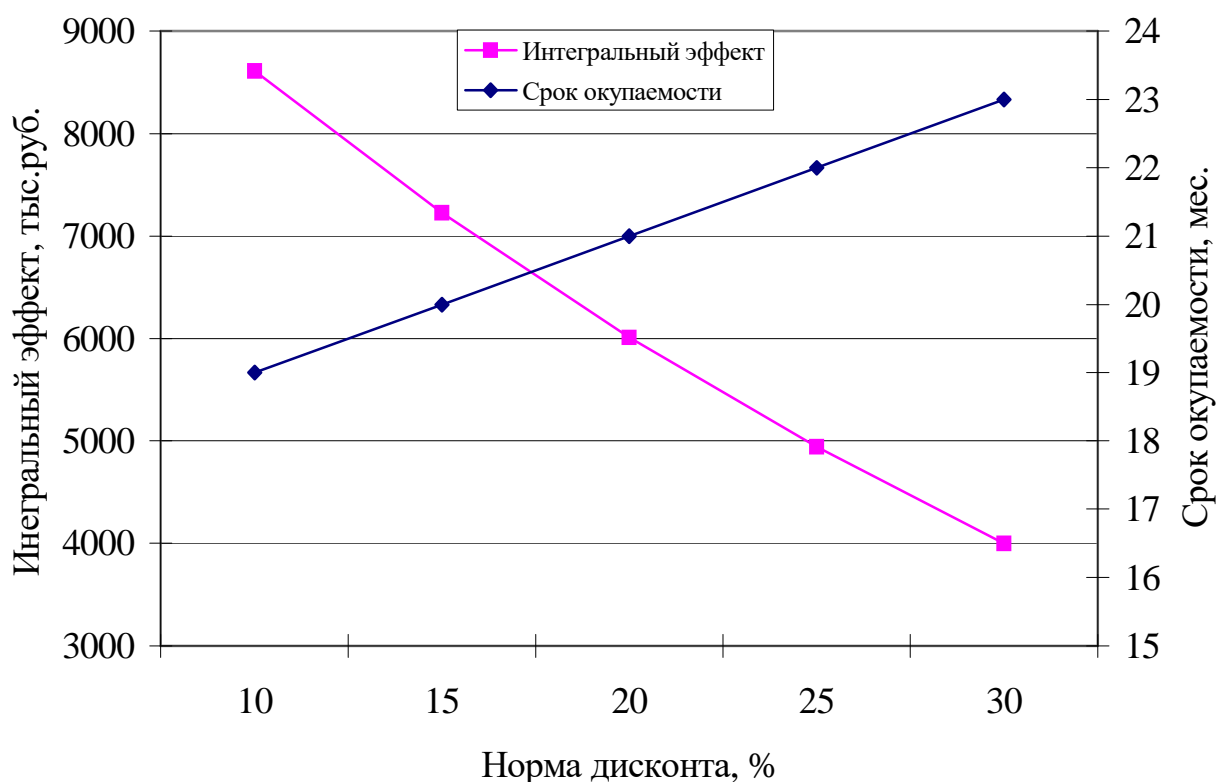


Рис. 4.18. Зависимость интегрального эффекта и срока окупаемости от нормы дисконта (при производстве двух энергоустановок в месяц)

Анализируя зависимость дисконтированной прибыли от нормы дисконта, следует отметить, что проект с финансовой точки зрения является достаточно надежным, поскольку даже при норме дисконта, равной 30%,

проект продолжает приносить прибыль, которая в данном случае составит 3996 тыс. руб., а срок окупаемости при этом составит 23 месяца.

Кроме этого, внутренняя норма эффективности, определяющая надежность проекта, и способность его противостоять воздействию финансовых рисков составляет 63%. Это еще раз подтверждает целесообразность организации производства газогенераторных ТЭЦ-ДВС.

На основе данных, представленных в табл. П.7.2, была проведена оценка экономической эффективности использования газогенераторных ТЭЦ-ДВС. Полученные результаты расчетов представлены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Финансово-экономические показатели проекта применения ТЭЦ-ДВС

Показатель	Значение	
	10%	20%
Интегральный эффект, тыс. руб.	328,5	165,4
Интегральные затраты, тыс. руб.	951,8	799,3
Норма безубыточности:		
– электроэнергия, тыс. кВт·ч	420	520
– тепловая энергия, Гкал	735	910
Внутренняя норма доходности, %	51	
Срок окупаемости, мес.	23	29
Максимальный денежный отток, руб.	356,7	350,9
Себестоимость электроэнергии, руб./(кВт·ч)	0,56	
Себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	180,5	

В результате проведенных расчетов были получены следующие оценки показатели (табл. 4.9). Интегральный эффект проекта был рассчитан на срок 4 года и составил 328,5 тыс. руб. при норме дисконта 10% и 165,4 при 20%. Это позволяет сделать вывод о том, что предлагаемый проект является достаточно эффективным даже при существенном влиянии внешних факто-

ров (инфляция, процентная ставка за кредит, экономические риски и др.). Интегральные затраты составили 951,8 и 799,3 тыс. руб. при нормах дисконта 10% и 20% соответственно, это говорит о том, что полученные значения интегральных затрат являются приемлемыми, поскольку позволяют получить существенный интегральный эффект. Это связано, прежде всего, с преимуществом проекта по себестоимости перед централизованным энергообеспечением.

Себестоимость производства энергии в проекте составила для электрической энергии – 0,56 руб./(кВт·ч), а тепловой 180,5 руб./Гкал. При этом стоимость электрической и тепловой энергии от системы централизованного энергообеспечения для данного варианта в Свердловской области составляет 0,95 руб./(кВт·ч) и 700 руб./Гкал за электрическую и тепловую энергии соответственно, что подтверждает в данном случае преимущество автономного энергообеспечения перед централизованным. Срок окупаемости проекта составляет 23 мес. при норме дисконта 10% и 29 мес. при 20%. Полученные сроки окупаемости являются не высокими. На показатели окупаемости в первую очередь повлияли сравнительно невысокие капитальные вложения – 17211 руб./кВт (645 долл./кВт). Зарубежные аналоги имеют более высокие капитальные вложения. Например, для ТЭЦ-ДВС на природном газе этот показатель составляет 800-1200 долл./кВт, а для ТЭЦ-ДВС на твердом топливе (биомасса) от 2000 до 6000 долл./кВт. Это обстоятельство подтверждает преимущество отечественного оборудования перед импортным. Норма безубыточности проекта составляет по электрической энергии 420 и 520 тыс. кВт·ч, по тепловой энергии этот показатель составил 735 Гкал и 910 Гкал при нормах дисконта 10% и 20% соответственно.

Учитывая важность ТЭЦ-ДВС для развития распределенной СКЭ, была проведена серия имитационных расчетов, которые позволили выявить некоторые закономерности и рассчитать зависимости (рис. П.7.1-П.7.5).

На рис. П.7.1 представлены зависимости себестоимости от электрической и тепловой мощности. В результате роста электрической мощности с

28 кВт до 40 кВт себестоимость электроэнергии уменьшается на 19%. Рост тепловой мощности с 56 кВт до 80 кВт приводит к снижению себестоимости тепловой энергии на 12%.

На рис. П.7.2 представлена зависимость себестоимости электрической и тепловой энергии от числа часов работы газопоршневой когенерационной установки. Увеличение числа часов работы оборудования с 3500 до 7000 ч. приводит к снижению себестоимости электроэнергии на 35% и тепловой энергии на 21%.

Зависимость себестоимости электрической и тепловой энергии от цены на топливо представлена на рис. П.7.3, анализ которой показывает, что увеличение цены топлива с 214 до 818 руб./т у.т. приводит к увеличению себестоимости электроэнергии на 69% и тепловой энергии почти в два раза.

На рис. П.7.4 и П.7.5 представлена зависимость себестоимости электрической и тепловой энергии, а также срока окупаемости проекта газогенераторной ТЭЦ-ДВС от удельных капиталовложений. Увеличение удельных капиталовложений в три раза приводит к повышению себестоимости электроэнергии на 42%, а тепловой на 23%. Рост удельных капиталовложений с 9900 руб./кВт (ручное управление и загрузка) до 18500 руб./кВт (полуавтоматизированное управление, ручная загрузка) приводит к увеличению срока окупаемости при норме дисконта в 10% на 13 мес., а при 20% на 17 мес.

Проведенный анализ целесообразности сооружения газогенераторных ТЭЦ-ДВС позволяет сделать вывод о значительной экономической эффективности производства на предприятиях Свердловской области газогенераторных ТЭЦ-ДВС. Кроме этого, выявлена существенная эффективность по показателю удельных капиталовложений по сравнению с импортными аналогами и подтверждена высокая эффективность эксплуатации газогенераторных ТЭЦ-ДВС, работающих на МТЭР. Следует отметить, что по производству тепловой энергии они могут конкурировать с КЭИ, входящими в централизованную СКЭ в зоне малых нагрузок до (10 МВт). Весьма эффек-

тивным вариантом развития собственной когенерации на удаленных территориях может стать вариант использования газогенераторных когенерационных установок при наличии достаточного количества местного топлива (например, отходы лесопереработки и сельского хозяйства). Это обстоятельство оказывает положительное влияние на формирование конкурентной среды в генерации электрической и тепловой энергии на территории.

Анализ направлений развития распределенной СКЭ показал, что газогенераторные КЭИ являются весьма конкурентоспособным звеном в СКЭ, развитие которых позволит потребителям решить проблему надежности и бесперебойности энергоснабжения в условиях высоких ценовых рисков. Проблему повышения экономической эффективности собственных энергоисточников следует рассматривать как развитие конкурентных преимуществ распределенной СКЭ и оказывает положительное влияние на развитие всей СКЭ.

Важным обстоятельством для развития СКЭ является дополнительное влияние автономных КЭИ на развитие конкурентной среды на территориальном энергорынке и появления, при определенных обстоятельствах, конкурентных отношений между централизованной и распределенной СКЭ. В результате этого некоторые потребители энергии могут перейти из категории покупателя в категорию продавца (если КЭИ будет работать параллельно с энергосистемой) и поставлять избыточную энергию и мощность в общую электроэнергетическую сеть.

Другим весьма перспективным вариантом развития конкурентных преимуществ распределенной СКЭ является модернизация устаревшего энергетического оборудования в котельных. В результате такой модернизации котельная превращается в КЭИ за счет реализации схемы когенерационной надстройки котельной на базе ГТУ, работающей со «сбросом» уходящих газов в топку водогрейного котла. В такой схеме объединяются функции утилизации тепла, дожигания и пикового догрева. Перед подачей газа в турбину его давление повышается с помощью дожимающего компрессора. Охлаждение уходящих газов ГТУ перед подачей на дутье в топку

водогрейного котла осуществляется в экономайзере. Сбросные газы поступают в горелки водогрейного котла в количестве, необходимом для горения, с обеспечением проектного коэффициента избытка воздуха. Круглогодичная работа сбросной схемы обеспечивается переводом нагрева подпиточной воды с паровых котлов на водогрейные. Электрическая мощность такого КЭИ должна покрывать круглогодичную нагрузку горячего водоснабжения города и работать в максимально возможном экономичном режиме в межотопительный период.

Экономическая оценка повышения конкурентоспособности энергисточника, за счет модернизации проводится с помощью разработанной методики, показанной в прил. 8, которая базируется на сравнении эффективности двух вариантов – до и после модернизации.

Апробация предложенной методики проводилась на примере модернизации оборудования котельной мощностью 50 Гкал/ч, принадлежащей предприятию ОАО «УралАТИ» (производство асбестовых технических изделий). Модернизацию котельной на ОАО «Урал АТИ» предлагается проводить с использованием двух ГТУ, электрической мощностью по 26 МВт каждая, производства «*Siemens*», стоимостью 550 долл./кВт.

Конкурирующим вариантом для модернизации является строительство новой ГТУ-ТЭЦ, которая размещается на том же предприятии взамен котельной. Этот вариант предусматривает строительство новой ГТУ-ТЭЦ с установкой двух газовых турбин *SGT-700 (Siemens)* общей мощностью 58 МВт. Такая мощность превышает потребности предприятия в электрической и тепловой энергии, однако дает резерв генерирующих мощностей и позволяет участвовать в генерации дополнительной энергии, что благоприятно воздействует на взаимоотношения с системным оператором за счет предоставления избыточной электроэнергии во время действия пиковых нагрузок в энергосистеме. Это наиболее актуально в настоящее время, характеризующееся дефицитом электроэнергии и мощности в региональной электроэнергетической системе.

Анализ представленных в табл. П.5.9 предварительных результатов расчетов подтверждает экономическую эффективность сооружения ГТУ-ТЭЦ на ОАО «УралАТИ», так как она:

- дает низкую себестоимость электроэнергии – 0,63 коп. /кВт·ч при тарифе из системы 116 коп. /кВт·ч;
- полностью обеспечивает тепловой энергией жилищно-коммунальное хозяйство и производство;
- позволяет экономить затраты на топливо за счет высокой тепловой экономичности установки;
- дает возможность получения дополнительного дохода от внешней продажи энергии.

При наличии собственной ГТУ-ТЭЦ экономится до 15–25% энергоресурсов. В итоге себестоимость продукции снижается примерно на 10–15% (оценка), и как следствие, прибыль от продажи увеличивается.

Экономия, получаемая за счет потребления и продажи электроэнергии от собственного энергоисточника, составит порядка 558 млн. руб. При этом произойдет экономия топлива за счет использования тепла уходящих газов для теплофикации в размере 54 тыс. т у.т., что составит, при цене на топливо 1047 руб./ т у.т., 56,57 млн. руб. Чистая прибыль от реализации проекта составит 267,48 млн. руб., а срок окупаемости 4,3 года (без дисконтирования).

Сравнительная экономическая эффективность двух конкурирующих вариантов развития автономного КЭИ на ОАО «УралАТИ» показана в табл. 4.10.

Анализ результатов расчетов экономической эффективности сооружения автономного КЭИ на ОАО «Урал АТИ» показал следующее.

По показателям интегрального эффекта и индексу доходности наиболее лучшим вариантом оказался, вариант сооружения ГТУ-ТЭЦ за счет большей выработки электроэнергии, часть которой реализуется на рынке электроэнергии. Внутренняя норма доходности, отражающая финансовую прочность проекта при воздействии внешних факторов, выше у варианта модернизации ко-

тельной на 13,1 %. Срок окупаемости оказался выше у варианта сооружения ГТУ-ТЭЦ на 1,2 и 1,6 года, соответственно без дисконтирования и с дисконтированием. Более высокие сроки окупаемости у варианта сооружения ГТУ-ТЭЦ объясняются прежде всего тем, что он имеет существенно более высокие капиталовложения, по сравнению с вариантом модернизации котельной.

Таблица 4.10

Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций
в развитие автономного КЭИ

Наименование показателей	Значение	
	Котельная + ГТУ	Новая ГТУ-ТЭЦ
Норма дисконта, %	12	
Интегральный эффект, млн. руб.	378,8	1058,6
Внутренняя норма доходности, %	38,2	25,1
Индекс доходности (отношение выгоды/затраты), о.е.	1,2	1,4
Срок окупаемости, лет:		
– простой	3,1	4,3
– дисконтированный	4,5	6,1

Представленные результаты свидетельствуют о выгоде проекта сооружения на ОАО «УралАТИ» собственного КЭИ. Однако, выбор варианта реализации этого плана зависит от готовности и возможностей руководства предприятия к вложению собственных или привлеченных средств. Исходя из складывающейся обстановки в регионе с нарастающим дефицитом электроэнергии наиболее предпочтительным вариантом развития может оказаться сооружение ГТУ-ТЭЦ. Это позволит предприятию получать более дешевую энергию, что, несомненно, скажется на конкурентоспособности выпускаемой продукции. Кроме этого, такой КЭИ может участвовать в покрытии пиковкой части графика

ка нагрузки, где электроэнергия является более дорогой. Однако указанные преимущества могут быть снижены из-за растущих цен на природный газ.

Следует отметить, что преимуществом предложенной схемы модернизации котельной являются меньшие капиталовложения, а одним из недостатков низкая надежность в электроснабжении, так как в случае аварии предприятие не сможет оперативно получить необходимую энергию и мощность, а возможность участия на рынке электроэнергии в этом случае будет существенно ограничена.

Как показала оценка экономической эффективности, реализация конкурентных преимуществ распределенной СКЭ должна идти по пути расширения использования современных высокоэффективных чистых твердотопливных технологий (угольных и др.), например, на базе жидкотопливных и газотопливных когенерационных установок, имеющих достаточно высокие технико-экономические показатели. Например, в США, Европейском союзе, Японии, странах Юго-Восточной Азии выполняются крупные международные и национальные программы по внедрению в малой энергетике экологически чистых технологий энергетического использования твердых топлив в газовом силовом цикле.

Одним из основных направлений развития распределенной СКЭ, на удаленных территориях, где отсутствует централизованное теплоснабжение, учитывая, как климатические особенности, так и обеспечение достаточным количеством подходящего топлива, является использование биомассы для выработки тепловой и электрической энергии в газотопливных когенерационных установках с внутрицикловой газификацией. Следует отметить, что при определенных условиях газификация биомассы представляет конкурентоспособную альтернативу методу прямого сжигания топлива для выработки энергии. Весьма перспективным направлением технического развития распределенной генерации являются автономные источники энергоснабжения на базе газопоршневых когенерационных установок (Мини-ТЭЦ-ДВС). Подобные установки являются достаточно конкурентоспособным вариантом в сфере «мини энергетики», за

счет того, что имеют высокие показатели, как в отношении их производства на машиностроительных предприятиях Уральского региона, так и эксплуатации потребителями энергии. Поскольку подобные установки особенно выгодно применять при наличии различных твердых топлив (уголь, торф и т.п.), в том числе отходов органического происхождения (например, древесные и сельскохозяйственные отходы и т.п.), что повышает эффективность распределенной СКЭ. Одним из преимуществ использования таких установок, является и то, что они могут быть максимально приближены к потребителям энергии, что не требует создания крупной сетевой инфраструктуры и значительно сокращает сроки окупаемости инвестиционных проектов по сооружению автономных КЭИ.

Оценка конкурентных преимуществ СКЭ показала, что соотношение между обеими частями СКЭ могут быть различными в зависимости от состояния конкурентной среды. Так, помимо традиционных ПТУ, в централизованной СКЭ приоритет следует отдать когенерационным ПГУ, как наиболее конкурентоспособным, с точки зрения регулирования нагрузки, а в распределенной СКЭ – когенерационным ГТУ, в основном сооружаемых на базе котельных. При такой структуре когенерационные ПТУ и ПГУ будут работать в базовой части электрической нагрузки, а отдельные ГТУ – в полупиковой и пиковой зоне, что существенно повысит эффективность и надежность СКЭ.

ГЛАВА 5. СТРАТЕГИЯ НАРАЩИВАНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ СИСТЕМЫ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

Конкурентное развитие СКЭ предполагает решение важной и в то же время сложной двуетапной задачи: надежное обеспечение электрической и тепловой энергией потребителей и повышение эффективности функционирования КЭИ. Эти задачи можно решить только в органическом единстве и в рамках единого концептуального подхода, предполагающем создание стратегии наращивания конкурентных преимуществ. Такой подход следует строить на основе новой стратегической архитектуры конкурентного развития СКЭ, которая позволяет определить направление вектора развития конкурентных преимуществ когенерации за счет расширения контура управленческой деятельности и реализации технических возможностей наращивания конкурентных преимуществ КЭИ.

5.1. Стратегическая архитектура конкурентного развития системы когенерации энергии

Ключевым условием успешности конкурентного развития СКЭ является реализация стратегических возможностей централизованной СКЭ, которые в наибольшей степени определяются генеральной линией развития ТГК.

Схема стратегической архитектуры конкурентного развития СКЭ показана на рис. 5.1.

Предложенная схема позволяет проводить анализ конкурентной среды на территориальных рынках электрической и тепловой энергии с помощью мониторинга состояния СКЭ, а диагностика конкурентоспособности КЭИ позволяет глубже изучить стратегические возможности наращивания конкурентных преимуществ, что дает возможность проведения анализа инвестиционной привлекательности ее структурных элементов СКЭ.

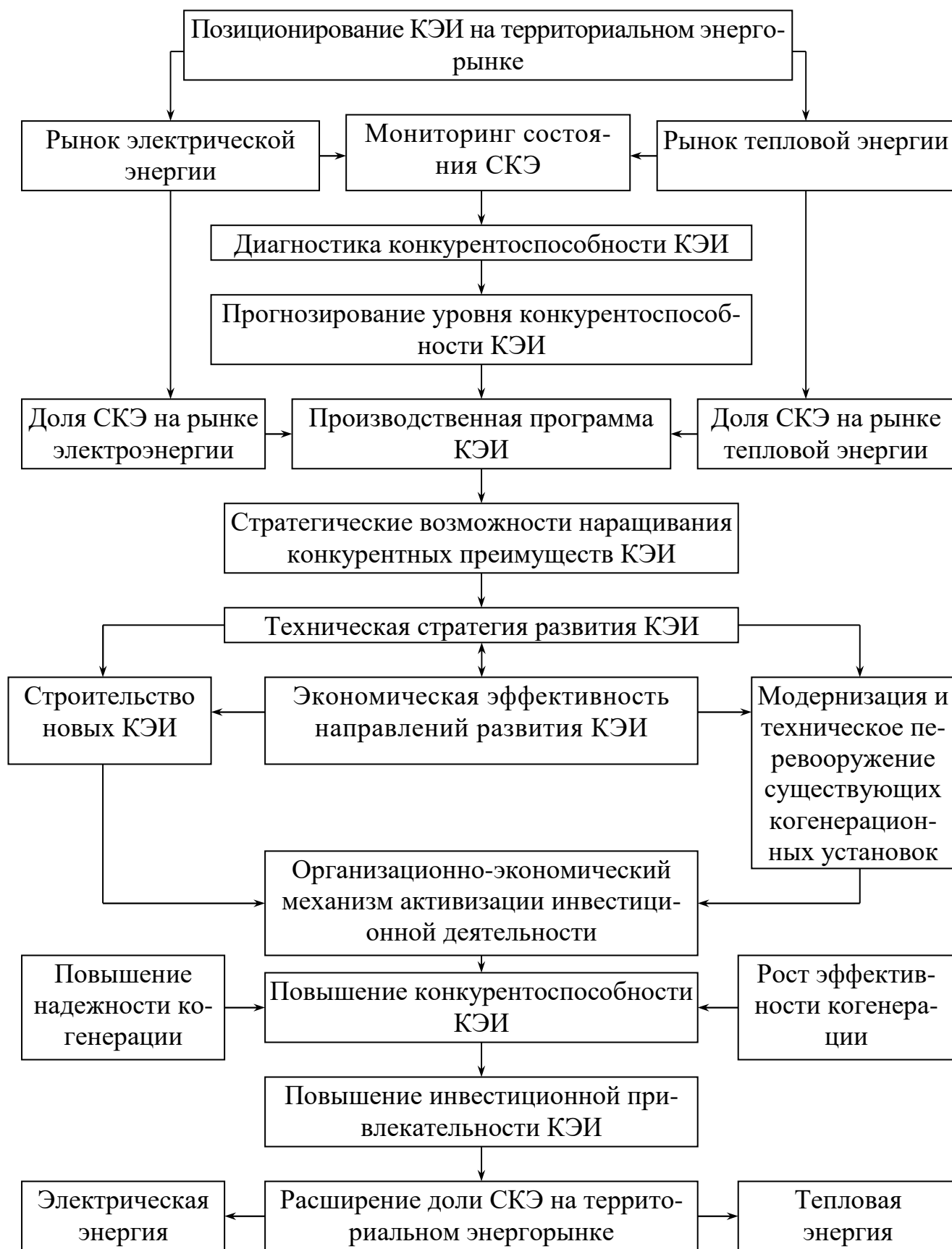


Рис. 5.1. Схема стратегической архитектуры конкурентного развития СКЭ

Экономическая оценка технологических возможностей наращивания конкурентных преимуществ СКЭ позволяет определить направления развития, которые предполагают повышение эффективности и надежности КЭИ за счет использования современных технологий.

Решить проблему финансирования инвестиционных проектов в СКЭ позволяет организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности, с помощью которого появляется возможность проведения анализа возможных схем финансирования инвестиций (в том числе за счет их комбинирования) в развитие КЭИ.

Реализация предложенной стратегической архитектуры конкурентного развития СКЭ определяет контур управленческой деятельности, который позволяет реализовать стратегические возможности и определить ориентиры развития КЭИ.

Контур управленческой деятельности в области конкурентного развития СКЭ, показанный на рис. 5.2, включает в себя сферы управления, которые задают ориентиры развития КЭИ, и определяют связи между взаимозависимыми сферами управления: административной и технологической – обеспечение энергетической безопасности региона; технологической и экономической – инвестиционная привлекательность; экономической и идеологической – коммерческие интересы; идеологической и административной – социальная ответственность энергобизнеса.

Предложенный контур управленческой деятельности в области конкурентного развития СКЭ включает в себя следующие типы сферы управления:

- 1) административная;
- 2) идеологическая;
- 3) экономическая;
- 4) технологическая.

Такие сферы управления обладают способностью активизации конкурентных преимуществ, направленных на достижение ориентиров развития КЭИ.

Обеспечение энергетической безопасности региона	<ul style="list-style-type: none"> – внедрение современных конкурентоспособных технологий в когенерации энергии; – повышение надежности тепловых сетей; – совершенствование структуры генерирующих мощностей; – оптимизация топливопотребления. 	Инвестиционная привлекательность	
<ul style="list-style-type: none"> – совершенствование тарифообразования; – реализация энергopotенциала территории; – координация развития отдельных объектов СКЭ; – повышение энергоэффективности в потребительском секторе; – формирование и поддержка конкурентной среды в генерации энергии. 	Сферы управления	Экономическая	<ul style="list-style-type: none"> – реализация конкурентных преимуществ когенерации; – увеличение доли на региональном энергорынке; – повышение энергоэффективности; – снижение производственных издержек; – активизация инвестиционной деятельности; – повышение капитализации ТГК
Социальная ответственность энергобизнеса			Коммерческие интересы
	<ul style="list-style-type: none"> – разработка системы ценностей; – формирование положительного имиджа; – развитие культуры деловых отношений; – деловая репутация. 		

Рис. 5.2. Контур управленческой деятельности

Административная сфера управления реализуется преимущественно в целях обеспечения энергетической безопасности региона. Для этого можно предложить следующие ориентиры (рис. 5.2), обеспечивающие цели конкурентного развития СКЭ:

- совершенствование системы тарифообразования;
- реализация энергопотенциала территории;
- координация развития отдельных объектов СКЭ;
- повышение энергоэффективности в потребительском секторе;
- формирование и поддержка конкурентной среды в генерации энергии.

Эти ориентиры могут составлять универсальную основу антикризисной энергетической политики, проводимую администрацией региона для повышения энергетической безопасности.

Для достижения указанных ориентиров необходимо создание мотивационного механизма со стороны государственных органов власти, который должен быть направлен на поддержку стратегических возможностей наращивания конкурентных преимуществ СКЭ. Такой мотивационный механизм может включать в себя следующие элементы:

- 1) использование налоговых льгот для инвестиций в высокоэффективные КЭИ, отвечающие нормативным требованиям и приоритетам технической стратегии СКЭ;
- 2) применение процедуры ускоренной амортизации для целей налогообложения на новых КЭИ;
- 3) использование повышенных амортизационных отчислений на реконструкцию и техническое перевооружение устаревших и низкоэкономичных когенерационных установок;
- 4) распространение налоговых схем инвестирования и разработка стандартизированных методов государственного стимулирования энерголизинга;

5) установление, при регулировании тарифов, только верхних цен в генерации электрической и тепловой энергии, исходя из оптимальных режимов работы, необходимой рентабельности инвестиционного капитала и поддержание конкуренции КЭИ на территориальном энергорынке.

Реализация указанных элементов мотивационного механизма нуждается в создании соответствующей нормативно-правовой базы, как на федеральном, так и на региональном уровнях. Поэтому в рамках государственного регулирования и стимулирования конкурентного развития СКЭ необходимо проведение следующих мероприятий [36, 41]:

1. В случае, если КЭИ перестают конкурировать на оптовом рынке электроэнергии, но продолжают конкурировать на рынках тепла, то регулирующие органы обязаны следить за тем, чтобы цены на электроэнергию, отпускаемую КЭИ городу, в среднем не превышали тарифы генерирующих мощностей оптового рынка (с учетом стоимости передачи электроэнергии потребительские тарифы должны быть ниже, чем при поставках с оптового рынка). Это обеспечивает комплексную реализацию конкурентных преимуществ когенерации.

2. Целесообразно введение экологических налогов на выбросы окислов азота и парниковых газов для всех установок, использующих органическое топливо. В этом заключается экономическая реализация экологических преимуществ когенерации по сравнению с отдельной выработкой энергии. Также стимулируется и рациональный выбор электрических мощностей городских КЭИ. Ставки такого налога должны быть обоснованы с учетом ограничений на рост тарифов на электрическую и тепловую энергию.

3. Для сохранения существующих КЭИ в условиях обострения конкуренции на рынке тепловой энергии некоторым из них следует предоставлять финансовые субсидии из местных или региональных бюджетов на возмещение части производственных издержек. В этих же целях возможно применение и адресных налоговых льгот. Следует отметить, что длительная финансовая помощь не стимулирует усилия по повышению эффективности коге-

нерации.

4. Регулирующим органам следует стимулировать осуществление отдельными крупными КЭИ и ТГК инвестиций в повышение энергоэффективности у своих потребителей. Но в этой области существуют проблемы, связанные с ограниченными инвестиционными возможностями и психологической инерцией производителей энергии и регулирующих органов, препятствующих налаживанию многостороннего взаимодействия с потребителями.

Основаниями для данного предложения служат:

- диверсификация бизнеса предприятий и повышение их финансовой устойчивости;
- повышение эффективности когенерации за счет рационализации режимов энергоснабжения.

5. Вследствие наличия значительных избыточных электрических мощностей на некоторых КЭИ следует обязать Администратора торговой системы оптового рынка закупать определенное количество их конденсационной выработки по складывающейся равновесной цене рынка.

Контур управленческой деятельности в области конкурентного развития СКЭ включает в себя еще одну сферу управления – идеологическую, которая, в основном, реализуется в централизованной СКЭ, на уровне ТГК. Очевидно, что такой тип управленческой деятельности напрямую связан с достижением следующих ориентиров развития ТГК:

- разработка системы ценностей;
- формирование положительного имиджа;
- развитие культуры деловых отношений;
- деловая репутация.

Все перечисленные ориентиры, в комплексе, могут быть определены и достигнуты в рамках идеологического механизма, реализуемого в ТГК, который включает в себя следующие концептуальные элементы:

- 1) миссия;
- 2) видение перспективы;

- 3) бизнес-концепция;
- 4) внутрикорпоративные цели.

Миссия ТГК представляет собой стратегическую цель, выражающую смысл существования и общественное предназначение энергокомпании, а также служит основой для выработки и принятия управленческих решений. Таким образом, миссия намечает только общие направления развития ТГК и закладывает этические нормы, которых надо придерживаться для достижения целей бизнеса с учетом социальной ответственности и общественных интересов, а также способствует взаимодействию с местными властями, что влияет на создание положительного имиджа энергокомпании.

Следующий элемент идеологического механизма – видение перспективы является элементом идеологической основы управления развитием ТГК в условиях конкуренции, так как формирует представление собственников о нахождении в энергобизнесе, а менеджмента ТГК о конкурентных возможностях развития. Следует отметить, что видение перспективы включает в себя два аспекта управленческой деятельности: а) участие в выработке стратегии; б) формирование мотивационного импульса для персонала. При этом необходимо учитывать, то обстоятельство, что в основе формирования видения перспективы лежит принцип сопоставления потенциальных возможностей и представления о действительности.

Видение перспективы тесно связано с процессом выработки бизнес-концепции ТГК, в которой содержатся принципиальные решения в отношении характеристик энергобизнеса и их влияния на идеологию энергокомпании в отношении ее развития. Бизнес-концепция ТГК позволяет определить: цели развития; методы работы на рынках сбыта электрической и тепловой энергии; стратегические, конкурентные преимущества когенерации и принципы построения менеджмента.

Еще один элемент идеологического механизма характеризует желаемые конечные результаты деятельности, который представляет собой блок

внутрикорпоративных целей ТГК, способствующих успешному осуществлению миссии энергокомпании.

Содержательно, внутрикорпоративные цели ТГК показаны в табл. 5.1, а задачи ее структурных подразделений показаны в табл. 5.2.

Таблица 5.1

Внутрикорпоративные цели ТГК

Цели	Выражение целей
1. Рост энергокомпании	объем выработки электрической и тепловой энергии; размер прибыли; цена акций; доля в покрытии спроса на рынках электрической и тепловой энергии
2. Увеличение финансовой эффективности	отношение прибыли к общему капиталу; отношение прибыли к акционерному капиталу; отношение прибыли к объему продаж.
3. Увеличение финансовой устойчивости	отношение кредиторской и дебиторской задолженности; структура капитала; стоимость компании.

Учитывая специфику проводимых исследований, далее рассматриваются более подробно следующие две сферы управления – экономическая и технологическая.

Экономическими ориентирами конкурентного развития СКЭ являются:

- снижение производственных издержек;
- реализация конкурентных преимуществ когенерации;
- увеличение доли на региональном энергорынке;
- повышение энергоэффективности;

- активизация инвестиционной деятельности;
- повышение капитализации ТГК.

Таблица 5.2

Задачи структурных подразделений ТГК

Задачи	Выражение задач
Отпуск энергии в соответствии с заданным графиком	Рабочая электрическая и тепловая мощность
Достижение нормативного уровня затрат	Удельный расход топлива; Коэффициент обслуживания; Удельные постоянные затраты.
Обеспечение качественных параметров энергии	Стандарты качества энергии по ГОСТу
Надежность и бесперебойность энергоснабжения	Нормативы по количеству и продолжительности отключения потребителей

Основу экономической сферы управления составляет снижение производственных издержек за счет реализации конкурентных преимуществ КЭИ.

Следует отметить, что проблема распределения общих (косвенных) издержек между двумя видами энергетической продукции (электрической и тепловой), долгое время эта проблема решалась при помощи технических (термодинамических) методов разнесения суммарного расхода топлива КЭИ между электроэнергией и теплом; при этом все издержки распределялись пропорционально расходам топлива. По существу, таким же образом между электроэнергией и теплом распределялась и экономия, получаемая от когенерации (по отношению к раздельному производству энергии). В зависимости от применяемого метода эта экономия однозначно относилась на тот или иной вид продукции, удешевляя либо электрическую, либо тепловую энергию (в виде пара и горячей воды). Цена на другой энергоноситель или

сохранялась на уровне раздельного производства или даже превосходила его. В условиях формирования конкурентной среды на энергетических рынках использование жестко детерминированных «технических» методов обоснования цен неприемлемо. Поэтому метод разнесения затрат должен определяться гибкой маркетинговой политикой организации в зависимости от ценовой конъюнктуры, складывающейся на рынках электрической и тепловой энергии, и от источников и масштабов конкурентной угрозы. Определяющим фактором здесь должна стать общая выгода, которая может быть достигнута только в случае конкурентоспособности обоих видов продукции, производимых КЭИ, а комплексное решение этой задачи должно определяться на основе поиска оптимальных уровней тарифов, в первую очередь на рынке тепловой энергии [36].

Потребительские тарифы на тепловую энергию, в обозримой перспективе и в силу их особой социальной значимости, очевидно, будут оставаться в сфере государственного регулирования. При этом СКЭ уже испытывает сильное конкурентное давление со стороны децентрализованных тепловых источников, максимально приближенных к потребителю, от домовых котельных до квартирных теплогенераторов. Следует иметь в виду, что потребителя не интересует цена на коллекторе КЭИ, так как он реагирует только на тот тариф, по которому он оплачивает полезно потребленную энергию, то есть с учетом стоимости передачи тепла по магистральным и распределительным сетям, при этом потери тепла при дальнем транспорте составляют в магистральных сетях до 20 %, а в распределительных – до 30 % [36]. Это резко снижает конкурентоспособность действующих КЭИ на локальных тепловых рынках, что требует принятия неотложных экономических и технологических мероприятий, для того чтобы поддержать когенерацию в силу ее объективно высокой экономической эффективности в российских условиях по сравнению раздельной выработкой энергии и децентрализованным энергоснабжением.

Следует отметить, что радикального повышения конкурентоспособности СКЭ, как поставщика на рынках электрической и тепловой энергии, можно добиться только на основе повышения экономической эффективности производства и снижения издержек. В этом отношении, например, газотурбинные и парогазовые когенерационные установки имеют конкурентное преимущество перед паротурбинными.

Для развития стратегических возможностей наращивания конкурентных преимуществ КЭИ, в рамках экономической сферы управления, можно определить следующие мероприятия, определяющие достижение указанных выше экономических ориентиров:

1. Реализация КЭИ «технологических» услуг на оптовом рынке и поддержка их конкурентоспособности на территориальном рынке электроэнергетики в периоды спада тепловых нагрузок.

2. Перевод крупных потребителей тепловой энергии на двухставочные тарифы с фиксированной платой за максимальную нагрузку и переменной платой за потребленную энергию, для надежного возмещения постоянных издержек при изменении режимов и объемов теплопотребления, а также исключения повышения тарифов при энергосбережении у потребителей.

3. Дифференциация тарифов на горячее водоснабжение по сезонам года позволит решить проблему роста издержек в связи со снижением тепловых нагрузок в летний период при одновременном уменьшении тарифов на электроэнергию на оптовом рынке.

4. Введение скидок и надбавок к тарифу при отклонении температуры воды от установленного норматива для снижения расхода топлива на когенерацию энергии и затрат в тепловые сети при более полном использовании теплового потенциала горячей воды.

5. Введение отдельного тарифа на передачу отпускаемой КЭИ электроэнергии, учитывающий расстояние от станции до центра электрической нагрузки и нормативные потери в электросетях.

6. Создание организационно-экономического механизма активизации инвестиционной деятельности в СКЭ, который позволит проводить выбор и оптимизацию схем финансирования инвестиционных проектов.

Учитывая специфику позиционирования КЭИ на территориальном энергорынке, достижение экономических ориентиров при осуществлении указанных мероприятий, должно осуществляться в тесном взаимодействии с технологической сферой управления.

Технологическая сфера управления, в контуре управленческой деятельности, отвечает за реализацию технологических режимов когенерационных установок, правильный выбор которых позволяет повысить надежность и экономичность, что в результате усилит их конкурентные преимущества.

Надежность является характеристикой, определяющей в конечном итоге конкурентоспособность КЭИ. С учетом этого обстоятельства, ориентирами технологического типа управленческой деятельности могут стать:

- внедрение современных конкурентоспособных технологий в когенерации энергии;
- повышение надежности тепловых сетей;
- совершенствование структуры КЭИ;
- оптимизация топливопотребления.

Предложенные ориентиры позволяют сформировать следующие мероприятия по повышению уровня конкурентоспособности КЭИ, в рамках технологической сферы управления.

1. Для повышения уровня конкурентоспособности КЭИ, выработка электрической энергии, электрическая мощность отопительных КЭИ должна определяться исходя из графика электрических нагрузок города (население, коммунальное хозяйство и другие непродовольственные потребители), а не тепловых нагрузок, как это традиционно делается. В этом случае оставшаяся часть теплопотребления будет обеспечиваться районными котельными, что несомненно, повысит надежность КЭИ и исключит использование в

городах дополнительного топлива, расходуемого на производство электроэнергии, отдаваемой в энергосистему, в том числе и по низкоэкономичному конденсационному циклу.

2. Регулирование технологических режимов работы КЭИ следует проводить на основе наложения друг на друга суточных графиков электрической и тепловой нагрузок. При этом «выпадающие» тепловые нагрузки будут покрываться пиковыми водогрейными котлами, установленными в центрах тепловых нагрузок, а «выпадающие» электрические – пиковой электроэнергией с оптового рынка. Таким образом, КЭИ будут работать в базовом режиме по теплу и электроэнергии, что повысит их конкурентоспособность.

3. Одним из перспективных вариантов повышения конкурентоспособности КЭИ может быть установка паровых турбин с противодавлением, вырабатывающие базисную электроэнергию на тепловом потреблении, и высокоманевренные и экономичные ГТУ-ТЭЦ, покрывающие пики электрических нагрузок города.

4. Крупные КЭИ могут взаимодействовать с системным оператором рынка электроэнергии по коммерческим поставкам «технологических услуг» – предоставление временно свободных мощностей в качестве аварийного и ремонтного резервов, а также участие в режимных мероприятиях. Это позволит получить дополнительные доходы от реализации на рынке технологических услуг и оказать финансовую поддержку действующим КЭИ, входящим в СКЭ, но неконкурентоспособным на оптовом рынке электроэнергии.

5. В крупных городах, обслуживаемых группой КЭИ, их следует объединить для параллельной работы на совмещенную тепловую нагрузку, что даст возможность:

- повысить надежность теплоснабжения;
- снизить необходимую производительность котлоагрегатов путем совмещения тепловых нагрузок;

– увеличить производство электроэнергии на тепловом потреблении, за счет оптимизации распределения нагрузки между отдельными когенерационными установками.

6. Повышение надежности тепловых сетей за счет решения следующих задач:

- сооружение кольцевых перемычек между магистральными тепловыми сетями радиальной конфигурации;
- обеспечение независимости гидравлических и тепловых режимов магистральных и распределительных сетей;
- создание автоматизированной системы управления режимами теплоснабжения в городах.

7. Совершенствование структуры КЭИ, входящих состав централизованной СКЭ. Относительно невысокая стоимость когенерационных ГТУ и ПГУ определяет их пониженную мощность и малый радиус теплоснабжения, что дает повышение надежности и снижение затрат в теплосети, а более дорогие ПТУ экономичны и конкурентоспособны при повышенных мощностях и большем радиусе теплоснабжения. Это решает задачу поиска оптимального сочетания разных типов КЭИ.

В результате анализ влияния различных сфер управления на конкурентное развитие СКЭ возникает предположение, что процесс достижения всех указанных ориентиров может столкнуться с появлением незапланированных событий, которые могут привести к деформации всей стратегической архитектуры конкурентного развития СКЭ.

Это требует учета, различных по природе происхождения стратегических рисков, которые могут оказать отклоняющее воздействие на вектор конкурентного развития СКЭ. К ним относятся:

- снижение надежности;
- появление отрицательных социальных последствий;
- недостижение запланированного результата;
- непонимание руководством целей и задач;

- потеря квалифицированного персонала;
- сокращение доли на территориальном энергорынке.

Для нейтрализации указанных стратегических рисков, связанных, главным образом со сферами управления, можно предложить комплекс компенсационных мероприятий, направленных на их минимизацию, который показан в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Мероприятия по минимизации стратегических рисков развитию

Наименование риска	Компенсационные мероприятия
Снижение надежности	Техническое перевооружение и строительство новых КЭИ
Отрицательные социальные последствия	Поиск баланса интересов между производителями и потребителями энергии
Недостижение запланированного результата	Экспертиза инвестиционных программ, контроль результатов деятельности, корректировка целей и путей их достижения
Непонимание руководством целей и задач	Поиск баланса интересов, достижение компромисса
Потеря квалифицированного персонала	Разработка программ мотивации (соцпакеты). Поиск, обучение, переподготовка и повышение квалификации кадров
Сокращение доли на территориальном энергорынке	Снижение затрат в когенерации энергии и развитие энерготранспортной системы. Доступ к топливным источникам.

Компенсационные мероприятия позволяют достичь главных стратегических ориентиров конкурентного развития СКЭ, а также получить некоторые эффекты, возникающие, в результате реализации конкурентных преимуществ КЭИ, способные элиминировать стратегические риски.

Стратегические ориентиры конкурентного развития СКЭ, их содержание и эффекты показаны в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Стратегические ориентиры и эффекты

Ориентиры	Содержание	Эффект
1	2	3
1. Реализация эффекта когенерации	Эффект проявляется при сравнении с альтернативным, отдельным производством электрической и тепловой энергии	<ul style="list-style-type: none"> – экономия топлива; – повышение надежности; – снижение затрат на сооружение и эксплуатацию электрических сетей и потерь в них; – сокращение выбросов токсичных и парниковых газов
2. Поддержка потребительских цен на электрическую и тепловую энергию на доступном уровне для населения	Наличие значительных расходов ЖКХ на отопление и низкий уровень электрификации	Защита населения от возможных сбоев функционирования оптового рынка

1	2	3
3. Регулирование режимов энергопотребления	При управлении развитием когенерации, ее следует рассматривать во взаимосвязи с другими элементами системы энергоснабжения (передача, распределение, абонентские установки)	Проявление эффекта когенерации на уровне конечного потребителя энергии
4. Минимизация расходов природного газа	Повышение требований к энергетической эффективности когенерационных установок	Снижение себестоимости за счет топливных издержек
5. Оптимизация зоны покрытия централизованным теплоснабжением	Реализация баланса производства электрической и тепловой энергии и ограничения по использованию органического топлива	Усиление конкурентных позиций СКЭ по сравнению с установками децентрализованного теплоснабжения
6. Выработка особых форм взаимодействия когенерации с оптовым рынком электроэнергии	Предоставление «технологических» услуг системному оператору и использование в качестве новых ориентиров конкурентных тарифов оптового рынка	<ul style="list-style-type: none"> – повышение конкурентоспособности на территориальном энергорынке; – противодействие экспансии малоэффективных децентрализованных теплогенерирующих установок

Соответствующие сферам управления стратегические ориентиры конкурентного развития СКЭ позволили определить направление вектора развития конкурентных преимуществ, который показан на рис. 5.3.

Предложенный вектор развития конкурентных преимуществ СКЭ может стать моделью деятельности субъектов управления развитием КЭИ, показывающий оптимальный путь развития в условиях конкуренции.

Прохождение КЭИ ряда последовательных стадий в процессе конкурентного развития СКЭ, от внедрения высокоэффективных когенерационных технологий до превращения в надежного и эффективного поставщика электрической и тепловой энергии на территории, за счет реализации конкурентных преимуществ, позволяет увеличить долю КЭИ на территориальном энергорынке (особенно на рынке тепловой энергии) и максимизировать прибыль их собственникам.



Рис. 5.3. Вектор развития конкурентных преимуществ СКЭ

Следует отметить, что развитие конкурентных преимуществ когенерации, с учетом изложенных выше условий и факторов, во многом определяет направление вектора конкурентного развития СКЭ, сформировать который позволяет стратегическая архитектура конкурентного развития, а усилить организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности в СКЭ.

5.2. Организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности

5.2.1. Организационные аспекты финансирования инвестиций

Определяющее влияние на наращивание конкурентных преимуществ КЭИ оказывает их инвестиционная привлекательность. При этом она может быть определена как обобщенный факториальный признак, характеризующий средства, возможности и ограничения, обуславливающие интенсивность привлечения инвестиций в СКЭ.

В настоящее время в электроэнергетике сохраняются условия хозяйствования, во многом не соответствующие принципам рыночной экономики. Продолжают действовать факторы, негативно влияющие на инвестиционную привлекательность СКЭ. Сочетание различных факторов и условий определяет глубину и продолжительность инвестиционных процессов, что в результате показывает возможные пути повышения конкурентоспособности СКЭ.

Вопросы организации финансирования инвестиционных проектов, в таких условиях, оказывают определяющее влияние на направление вектора развития конкурентных преимуществ СКЭ.

Инвестиционная деятельность в СКЭ должна осуществляться при соблюдении следующих условий:

- динамика инвестиций должна обеспечивать реализацию инвестиционных проектов в соответствии с временными и финансовыми

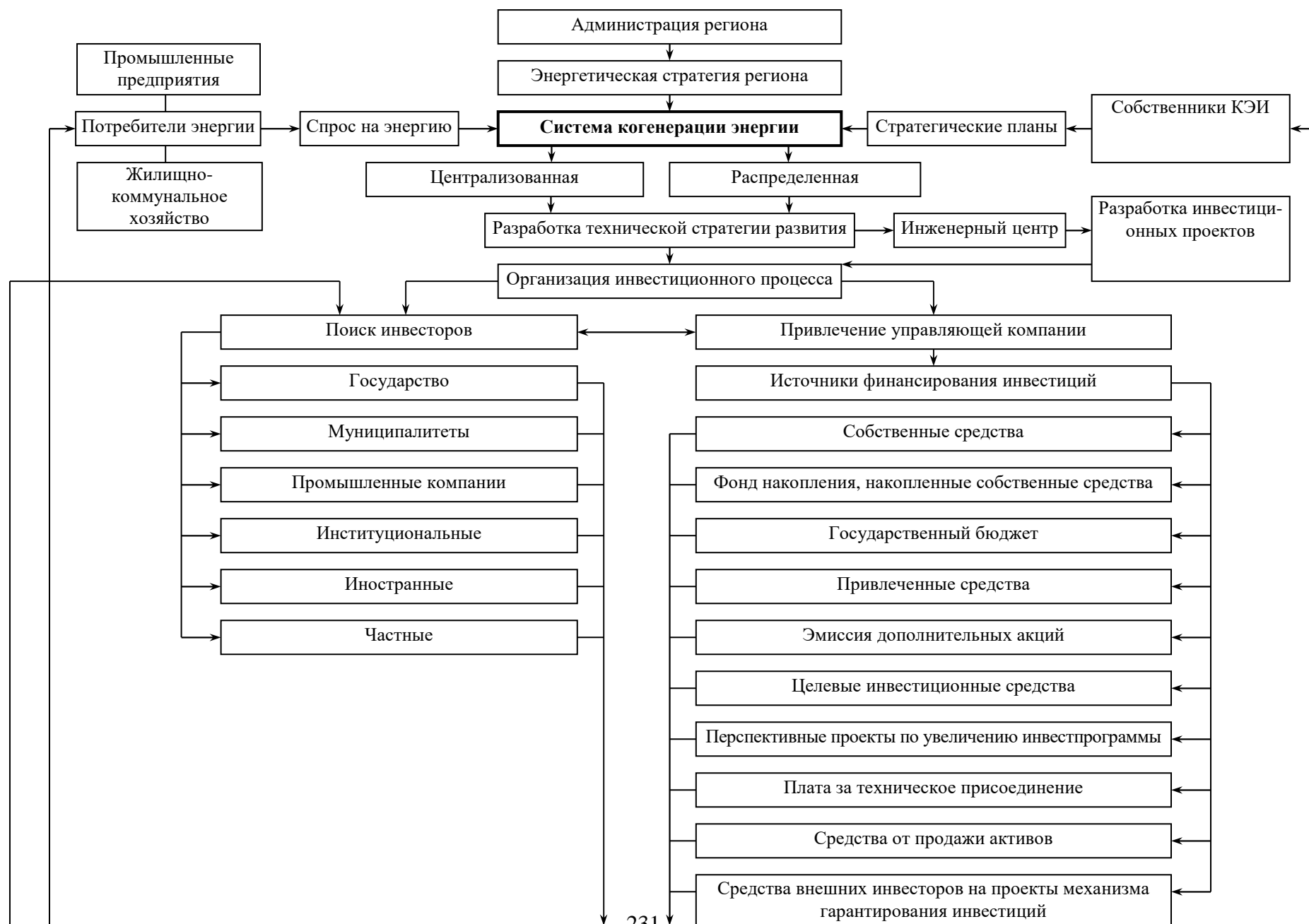
ограничениями;

- снижение затрат финансовых средств и рисков инвестиционных проектов должно обеспечиваться за счет соответствующей структуры и источников финансирования, а также определенных организационных мер, в том числе гарантий и разнообразных форм участия инвесторов.

Финансирование инвестиционных проектов в СКЭ должно включать следующие основные стадии [71]:

- предварительное изучение жизнеспособности проекта (определение целесообразности проекта по затратам и планируемой прибыли);
- разработка плана реализации проекта (оценка рисков, ресурсное обеспечение и пр.);
- организация процесса финансирования, в том числе:
 - а) оценка возможных форм финансирования и выбор конкретной формы;
 - б) определение финансирующих организаций;
 - в) определение структуры источников финансирования;
 - г) контроль выполнения плана и условий финансирования.

Поскольку решение проблемы финансирования инвестиций лежит, главным образом, в плоскости согласования экономических интересов участников инвестиционного процесса, то необходим соответствующий условиям конкурентного развития СКЭ организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности, схема которого показана на рис. 5.4.



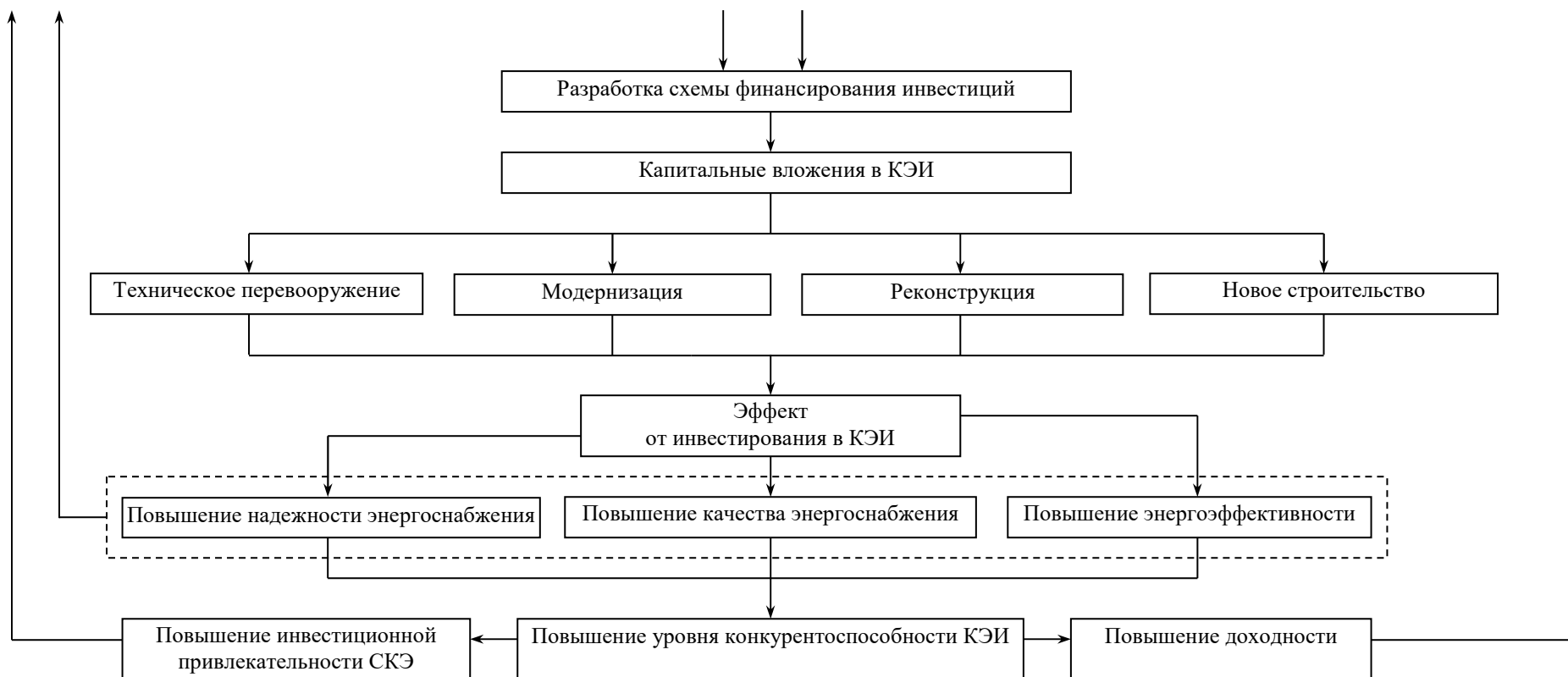


Рис. 5.4. Схема организационно-экономического механизма активизации инвестиционной деятельности в СКЭ

Следует отметить, что финансирование инвестиций, как в централизованной, так и в распределенной СКЭ будет существенно различаться набором финансовых схем преимущественно из-за масштабов деятельности. Например, в централизованной СКЭ возможно использование всего спектра источников финансирования инвестиций, показанных на схеме, поскольку субъектами генерации в этой системе являются ТГК, имеющие широкие возможности в использовании различных финансовых схем для финансирования инвестиций.

Для распределенной СКЭ возможность выбора источников финансирования инвестиций существенно ограничена из-за того, что такие КЭИ, как правило, принадлежат таким собственникам (промышленным предприятиям, предприятиям жилищно-коммунального хозяйства), которые могут финансировать инвестиции за счет собственных средств и привлеченных кредитов. В отдельных случаях финансирование инвестиций может осуществляться из бюджета муниципального образования.

Предложенный организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности в СКЭ позволяет использовать различные варианты финансирования капиталоемких инвестиционных проектов, наиболее востребованные инвесторами.

В табл. 5.5 показана возможность использования того или иного вида финансирования инвестиций при использовании различных организационных форм финансовых схем.

Учитывая потенциальные возможности каждого из показанных на схеме (рис. 5.4) источника финансирования инвестиций в СКЭ и реальные возможности по минимизации рисков для инвесторов, наиболее значимыми в настоящее время являются:

1. Бюджетное финансирование инвестиций в СКЭ, означающее заимствования под гарантию государства с образованием государственного долга и последующим распределением инвестиций по проектам и субъектам

инвестиционной деятельности. При этом государство гарантирует и осуществляет возврат долга.

Таблица 5.5

Организационные формы и возможные источники финансирования
инвестиционных проектов в СКЭ

Организационные формы финанси- рования	Источники финансирования инвестиционных проектов (по отношению к получателю инвестиций)			
	собственные и привлеченные средства	бюджетные и внебюджетные государствен- ные средства	иностран- ные инве- стиции	заемные средства
<i>1. Бюджетное финансирование</i>				
Бюджетные кредиты на возвратной основе	—	+	—	—
Ассигнования из бюджета на безвоз- мездной основе	—	+	—	—
Целевые федеральные инвестиционные про- граммы	—	+	—	—
Финансирование про- ектов из государ- ственных заимствова-	—	+	+	+
<i>2. Акционерное финансирование</i>				
Участие в уставном капитале	+	+	+	—
Корпоративное фи- нансирование	+	+	—	+
<i>3. Заемное финансирование</i>				
Облигационные займы	—	—	+	+
Банковские кредиты	—	+	+	+
Иностранные кредиты	—	—	+	+
Инвестиции коллек- тивных инвесторов	—	—	+	+
<i>4. Проектное финан- сирование</i>	+	+	+	+

Различают следующие виды бюджетного финансирования:

- государственные бюджетные кредиты на возвратной основе;
- ассигнования из бюджета на безвозмездной основе;
- финансирование по целевым федеральным инвестиционным программам.

В настоящее время Правительство РФ изучает вопросы бюджетного финансирования проектов развития в российской электроэнергетике. Однако, в основном, выделяемые средства будут направляться в масштабные проекты по развитию сетевой инфраструктуры и возможно в некоторые ОГК. Весьма вероятно, что КЭИ, входящие в состав СКЭ, в таком случае, будут финансироваться по остаточному принципу. Имеются также и отрицательные характеристики такого источника – это ограниченность источника; возможность нецелевого использования; рост государственного долга; увеличение расходной части государственного бюджета; высокая бюрократизация, инертность и др. Все это говорит о значительной ограниченности такого варианта финансирования инвестиционных проектов в СКЭ.

2. Акционерное (корпоративное) финансирование инвестиций наиболее хорошо подходит для централизованной СКЭ, при котором инвестируется конкретный инвестиционный проект, за счет участия в уставном капитале ТГК, путем покупки ее ценных бумаг.

Основным преимуществом эмиссии акций, как способа мобилизации финансовых ресурсов в СКЭ, является меньшая степень риска по сравнению с использованием заемных средств. Это выражается в следующем:

- акционерное финансирование дает возможность расширения акционерного капитала на долгосрочной основе. Привлеченные средства выплачиваются их владельцам лишь при ликвидации объекта, в то время как заемный капитал подлежит возврату в оговоренный срок. Размещение акций в отличие от кредитных отношений не требует использования залога или гарантий;

- руководство ТГК, по решению собрания акционеров, может не платить дивиденды по обычным акциям, а направить часть прибыли на развитие КЭИ, в то время как при использовании облигационного финансирования необходимо соблюдать принцип платности;

- при финансировании крупных инвестиционных проектов привлечение капитала путем выпуска акций позволяет перенести выплаты средств на тот период, когда проекты будут уже сами генерировать доход.

Весьма вероятно, что вариант дополнительной эмиссии в некоторых ТГК может оказаться несостоятельным, поскольку его могут заблокировать акционеры, которые успели собрать блокирующий пакет, а также тем миноритариям, доля которых может сократиться. Такой вариант может быть перспективным, если инвестиционный проект, в который направляются средства, полученные от дополнительной эмиссии, принесет высокий доход и, например, 10% акций компании будут стоить больше чем, например, 25% сегодняшних, что вряд ли произойдет, учитывая низкую доходность электроэнергетики в основном из-за несовершенной системы тарифообразования. Таким образом, возможности акционерной (корпоративной) формы финансирования в некоторых случаях, являются весьма ограниченными.

3. Заемное финансирование инвестиций в СКЭ предполагает, что денежные ресурсы, полученные в кредит на определенный срок и подлежащие возврату с уплатой процента. Заемные средства включают: средства, полученные от выпуска облигаций, а также в кредиты финансово-кредитных институтов и государства.

Одним из источников финансирования инвестиционной деятельности в СКЭ может быть эмиссия облигаций ТГК, направленная на привлечение временно свободных денежных средств коммерческих структур и населения. Срок облигационного займа, как правило, должен быть не менее продолжительным, чем средний срок осуществления инвестиционного проекта, с тем, чтобы погашение обязательств по облигационному долгу происходило после получения отдачи от вложенных средств.

Привлекательность облигаций для потенциальных инвесторов во многом определяется условиями их размещения. Условия облигационного займа включают: сумму и срок займа, число выпущенных облигаций, уровень процентной ставки, условия процентных выплат, дату, формы и порядок погашения, оговорки по вопросам конверсии облигаций, защиту интересов кредиторов и др. Предлагаемые условия должны быть достаточно выгодными для инвесторов и обеспечивать ликвидность облигаций, в ряде случаев – возможность возврата средств по ним до истечения определенного при эмиссии облигаций срока путем купли-продажи на фондовых биржах или через инвестиционные институты внебиржевого рынка.

4. Проектное финансирование инвестиций в СКЭ. Под проектным финансированием понимается финансирование инвестиционных проектов, характеризующееся особым способом обеспечения возвратности вложений, в основе которого лежат инвестиционные качества самого проекта, то есть те доходы, которые получит создаваемое или реструктурируемое предприятие в будущем.

Специфический механизм проектного финансирования в СКЭ, включает анализ технических и экономических характеристик инвестиционного проекта и оценку связанных с ним рисков, а базой возврата вложенных средств являются доходы проекта, остающиеся после покрытия всех издержек.

Особенностью такой формы финансирования инвестиций является также возможность совмещения различных видов капитала: банковского, коммерческого, государственного, международного. В отличие от традиционной кредитной сделки может быть осуществлено рассредоточение риска между участниками инвестиционного проекта.

Проектное финансирование инвестиций характеризуется широким составом кредиторов, что обуславливает возможность организации консорциумов, интересы которых представляют, как правило, наиболее крупные кре-

дитные институты – банки-агенты. В качестве источников финансирования могут привлекаться средства международных финансовых рынков, специализированных агентств экспортных кредитов, финансовых, инвестиционных, лизинговых и страховых компаний, долгосрочные кредиты. Крупные банки, занимающиеся финансированием инвестиционных проектов, имеют специализированные подразделения для организации, контроля и анализа реализации проектов.

Среди существующих в настоящее время схем проектного финансирования инвестиций имеет смысл выделить такие, которые наиболее хорошо подходят для использования в СКЭ.

Весьма часто проектное финансирование с параллельным финансированием называется совместным финансированием [71], когда несколько кредитных учреждений выделяют займы для реализации капиталоемкого инвестиционного проекта. Это позволяет банкам, с одной стороны, укладываться в нормативы предельно допустимых сумм выдаваемых кредитов, с другой – снижать свои кредитные риски. Нередко в такой группе банков имеется инициатор в лице крупного коммерческого банка или международного финансового института, что дает дополнительную гарантию своевременного погашения платежных обязательств должником. Этому способствует включение в кредитные соглашения оговорок «кросс-дефолт» (*cross default*) [205]. Они дают право кредитору на досрочное взыскание задолженности по кредиту (а иногда и на другие санкции), если заемщики не выполняют своих платежных обязательств перед любым другим кредитором, участвующим в совместном финансировании инвестиций.

На практике известны две формы совместного финансирования [71, 205]:

- независимое параллельное финансирование, когда каждый банк заключает с заемщиком кредитное соглашение и финансирует свою часть инвестиционного проекта (субпроект);
- софинансирование, когда кредиторы выступают единым пулом

(консорциум, синдикат). Заключается единое кредитное соглашение: формирование консорциума (синдиката), подготовку и подписание кредитного соглашения осуществляет банк-менеджер. В дальнейшем контроль за осуществлением кредитного соглашения (а нередко и за реализацией инвестиционного проекта), необходимые расчетные операции осуществляет специальный банк-агент из состава консорциума (синдиката), получая за это комиссионное вознаграждение.

В схеме проектного финансирования с последовательным финансированием инвестиций может присутствовать крупный банк. Однако, на практике могут возникнуть ситуации, когда такой банк не в состоянии профинансировать некоторые крупные инвестиционные проекты в СКЭ, так как это отразилось бы негативно на состоянии его баланса. Поэтому такой банк в некоторых случаях может выступать только в роли инициатора кредитных сделок. После выдачи займа банк-инициатор (банк-организатор) передает свои требования по задолженности другому кредитору (другим кредиторами), снимая дебиторскую задолженность со своего баланса, а за оценку инвестиционного проекта, разработку кредитного договора и выдачу займа такой банк получает комиссионное вознаграждение [71, 206].

Следует отметить, что в настоящее время существует весьма распространенный способ передачи требований банками-организаторами – путем размещения кредита среди инвесторов. Это так называемый метод секьюритизации [71]. Банк-организатор продает дебиторские счета по выданному кредиту, например, траст-компаниям, которые выпускают под них ценные бумаги. Прибегая к помощи инвестиционных банков, траст-компании размещают ценные бумаги среди инвесторов. Поступающие от заемщика в счет погашения задолженности средства зачисляются в фонд выкупа ценных бумаг. По наступлении срока инвесторы предъявляют к выкупу ценные бумаги. Нередко такой банк-организатор продолжает обслуживать кредитную сделку, оставляя за собой функцию инкассации платежей, поступающих от заемщика.

Таким образом, можно выделить три основных вида проектного финансирования, наиболее подходящих для финансирования инвестиционных проектов в СКЭ:

- финансирование с полным регрессом на заемщика, то есть наличие определенных гарантий или требование определенной формы ограничений ответственности кредиторов проекта. В этом случае риски проекта в основном падают на заемщика, зато при этом «цена» займа относительно невысока, что позволяет быстро получить финансовые средства для реализации проекта. Финансирование с полным регрессом на заемщика используется для малоприбыльных проектов;

- финансирование без права регресса на заемщика, т.е. кредитор при этом не имеет никаких гарантий от заемщика и принимает на себя все риски, связанные с реализацией проекта. Стоимость такой формы финансирования достаточно высока для заемщика, так как кредитор надеется получить соответствующую компенсацию за высокую степень риска;

- финансирование с ограниченным правом регресса. Такая форма финансирования проектов предусматривает распределение всех рисков проекта между его участниками – так, чтобы каждый участник брал на себя зависящие от него риски. В этом случае все участники принимают на себя конкретные коммерческие обязательства. Таким образом, участники проекта заинтересованы в эффективной реализации проекта, поскольку их прибыль зависит от их деятельности.

Проведенный анализ возможностей использования проектного финансирования инвестиций в СКЭ позволяет выделить некоторые его особенности, которые выгодно отличают проектное финансирование от других рассмотренных видов финансирования инвестиций.

Проектное финансирование предполагает, что в качестве финансовых участников реализации инвестиционных проектов могут выступать не только коммерческие банки, но и инвестиционные банки, инвестиционные фонды и компании, пенсионные фонды и другие институциональные инвесто-

ры, лизинговые компании и другие финансовые, кредитные и инвестиционные институты, то есть весь спектр существующих финансово-инвестиционных учреждений, что особенно важно для аккумуляции значительных финансовых ресурсов, необходимых для реализации инвестиционных проектов в СКЭ и распределении рисков между участниками.

Частным случаем может являться корпоративное проектное финансирование, когда источником финансирования инвестиционного проекта, например, выступают собственные средства ТГК (амортизационный фонд, прибыль).

Если исключительными или преобладающими источниками финансирования инвестиционных проектов в СКЭ являются банковские кредиты (выдаваемые на определенных условиях), то такая форма называется банковским проектным финансированием [71].

В настоящее время одной из преобладающих тенденций развития проектного финансирования в СКЭ является использование всего спектра источников и методов финансирования инвестиций – банковские кредиты, эмиссия акций, облигационные займы и собственные средства. В определенных случаях могут использоваться также государственные средства в виде государственных кредитов и субсидий, но чаще в завуалированной форме – в виде гарантий и налоговых льгот.

Использование схем проектного финансирования инвестиционных проектов в ТГК, с точки зрения коммерческих банков, характеризуются высоким риском. Дело в том, что при «классической» схеме проектного финансирования банк выдает кредит – заемщику без права регресса (оборота) на последнего [206]. Единственным источником вознаграждения для банка являются доходы, получаемые от реализации инвестиционного проекта. В обмен на принятие рисков коммерческий банк получает право на повышенный процент и премию.

С точки зрения экономической теории следует отметить, что банк рассчитывает на получение не только доли в проекте, но и предприниматель-

ского дохода [71]. Например, в кредитном договоре банк может зарезервировать за собой право на приобретение части акций ТГК. На сегодняшний день в инвестиционных проектах «классическая» схема проектного финансирования (принятия кредитующим банком всех рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта), в российской энергетике не применяется. Прежде всего это связано с большой капиталоемкостью, длительными сроками окупаемости, а значит, сопряжено с высокими рисками. Поэтому весьма перспективными являются схемы проектного финансирования с ограниченным оборотом банка на заемщика. Схемы финансирования, предусматривающие полный оборот банка на заемщика, хотя и относят нередко к категории проектного финансирования, но фактически речь идет о традиционном банковском кредитовании инвестиционных проектов (наиболее подходит для инвестиционных проектов в распределенной СКЭ), когда обеспечением платежных обязательств заемщика выступает не только качество проекта и денежные доходы заемщика, а также его активы и разного рода гарантии и поручительства.

В схемах проектного финансирования инвестиционных проектов в СКЭ без оборота и с ограниченным оборотом на заемщика особое внимание должно уделяться вопросам выявления, оценки и снижения рисков. Как правило, ведущую роль в этом играет банк, который силами своих сотрудников и привлеченных консультантов – энергетиков осуществляет оценку инвестиционного проекта, в рамках которой исследуются: эффективность инвестиций, динамика денежных потоков, проектные риски, перспективы реализации энергии на территории и т.д. Проектный анализ, как совокупность методов оценки (экономической, финансовой, технической, экологической, организационно-правовой, коммерческой) инвестиционных проектов в принципе сегодня применяется достаточно широко – как в банковском, так и промышленном секторах экономики.

Следует отметить, что наиболее подходящим вариантом проектного финансирования инвестиционных проектов в СКЭ является схема с полным

регрессом на заемщика по всем рискам, за исключением политических и форс-мажорных, которые берет на себя кредитор. Например, такая форма проектного финансирования практикуется банками тех промышленно развитых странах, в которых существуют государственные или частично государственные агентства по страхованию отечественных инвесторов от политических и форс-мажорных рисков [71, 205].

При реализации инвестиционных проектов в СКЭ, которые, как правило, характеризуются большими масштабами деятельности, могут быть задействованы следующие участники:

- инициаторы проекта (энергокомпании, промышленные предприятия, администрация региона);
- управляющая компания;
- кредиторы (банк, банки, банковский консорциум);
- консультанты;
- подрядчики (генеральный подрядчик, субподрядчики);
- поставщики оборудования;
- страховые компании и банки-гаранты;
- институциональные инвесторы (приобретающие акции и другие ценные бумаги, эмитируемые проектной компанией);
- потребители энергии, производимой на объекте инвестиционной деятельности;
- администрация региона.

Для обеспечения координации деятельности перечисленных участников и повышения эффективности работы может быть создана специализированная управляющая компания, необходимая для сопровождения инвестиционных проектов в СКЭ. Одним из учредителей такой управляющей компании может стать администрация региона для повышения ее статуса и расширения сферы деятельности.

Наличие управляющей компании можно считать основным признаком проектного финансирования. Она создается инициаторами проекта в целях

его реализации, если при обычных кредитных операциях банк интересуется финансовыми результатами деятельности заемщика в кредитующие годы, его репутацией и надежностью, то в отношении управляющей компании все это теряет смысл. Свои усилия банк сосредоточивает на оценке самого инвестиционного проекта, а также на вопросах гарантий, обеспечивающих деятельность управляющей компании. Создание такой компании может обосновываться также и тем, что получение проектного кредита отражается на ее балансе, а не на балансе учредителей, которые этой операцией не хотели бы ухудшать свою финансовую отчетность. Такой метод кредитования носит название «вне баланса» (*off-balance sheet*) [71]. Возможности внебалансового финансирования во многом зависят от законодательства, определяющего правила бухгалтерского учета и отчетности. Так называемая, фирма-спонсор, нередко выставляет гарантии в пользу управляющей компании, однако обязательства материнской компании отражаются отдельной строкой за балансом и списываются по истечении срока действия гарантии. Внебалансовая задолженность не является неприемлемой для «компания-спонсора», так как обычно не учитывается банками и рейтинговыми агентствами при оценке ее платежеспособности.

В силу высоких рисков при осуществлении проектного финансирования инвестиций в СКЭ кредитор может уделять внимание вопросам контроля за реализацией проекта. Например, в одних случаях эту функцию выполняет сам кредитор, в других – специальная компания, приглашаемая для осуществления надзорных функций (для «сопровождения» проекта). Нередко с этой целью кредитор или от его имени и по его поручению управляющая компания подписывает с заемщиком соглашение о реализации проекта, являющееся неотъемлемой частью кредитного договора. В проектом соглашении определяются права кредитора или специальной компании по запросу всей необходимой информации, относящейся к проекту, по доступу инспекторов на объект. Что касается обязанностей заемщика, то важнейшей среди них является предоставление регулярных отчетов о ходе работ, под-

писываемых контрактах, о возникновении возможных препятствий для реализации проекта, о соблюдении строительных, технических, экологических и иных норм, о проведении работ в строгом соответствии с технической документацией. В проектном договоре – это соблюдение порядка проведения закупок и выбор поставщиков и подрядчиков (как правило, на конкурентной основе), графики работ, смета (в том числе четкое распределение затрат между заемщиком и кредитором). Обязательства заемщика по соглашению о реализации проекта считаются частично выполненными после сдачи объекта инвестиционной деятельности в эксплуатацию (порядок сдачи оговаривается в проектном соглашении), а полностью выполненными – после погашения всех платежных обязательств по кредитному договору.

Для банков проектное финансирование инвестиций в СКЭ может стать новой и достаточно крупной неосвоенной в настоящее время, нишей на российском рынке банковских услуг. При этом банки смогут выполнять следующие функции: банка-кредитора; гаранта; инвестиционного брокера (инвестиционные банки); финансового консультанта; инициатора создания банковских консорциумов; институционального инвестора, приобретающего ценные бумаги ТГК; лизингового института и т.д.

С точки зрения заемщика средств, в рамках проектного финансирования инвестиций в СКЭ, кроме очевидных преимуществ этой схемы (прежде всего ограниченная ответственность перед кредитором), имеются и определенные минусы:

- высокий процент по кредиту в связи с высокими рисками, а также значительный комиссионный процент (комиссия за оценку проекта, комиссия за организацию финансирования, комиссия за надзор и т.д.);

- высокие затраты по предпроектным работам (подготовка технико-экономического обоснования, оценка воздействия будущего проекта на окружающую среду, маркетинговые исследования, другие вспомогательные предпроектные работы и исследования). Эти затраты несет потенциальный заемщик, без наличия детально проработанной предпроектной документа-

ции банк, как правило, заявку на финансирование проекта не рассматривает;

- достаточно длительный период времени от подачи заявки до принятия решения о финансировании. Это связано с тщательной оценкой проектной документации банком и большим объемом работ по организации финансирования (создание банковского консорциума и т.д.);

- контроль за деятельностью заемщика (финансовый, производственный, коммерческий) со стороны банка (банковского консорциума);

- в некоторых случаях риск потери заемщиком своей независимости (если кредитор оговаривает за собой право приобретения акций ТГК).

Следует отметить, что в ряде ситуаций, осложненных различными обстоятельствами, для заемщика предпочтительнее будут традиционные схемы финансирования инвестиционных проектов – кредиты под залоговое обеспечение, гарантии и поручительства; эмиссия акций и облигаций; лизинг и т.д.

Вышеизложенное показывает, что среди всех форм финансирования инвестиций в СКЭ наиболее приспособленной является для интенсификации инвестиционных процессов является проектное финансирование инвестиционных проектов, основной целью которого является эффективное содействие привлечению финансовых средств, в том числе за счет внешнего финансирования. Вместе с тем существующее законодательство осложняет полноценное осуществление инвестиционных проектов. В частности, не отрегулированы правовые основы проектного финансирования в различных секторах рынка: предоставление концессий и гарантий, страхование, консорциальное право, фондовый рынок, трастовые, лизинговые операции и др.

Следует отметить, что развитию проектного финансирования инвестиций в СКЭ могут препятствовать – неблагоприятный инвестиционный климат; недостаточность ресурсов для широкомасштабного финансирования капиталоемких проектов; низкая квалификация участников проектного финансирования, общественная значимость КЭИ и другие факторы, усиливающие проектные риски. Поэтому для решения указанных проблем требу-

ется использование комплексного подхода, учитывающего интересы различных участников инвестиционных проектов.

Важными составляющими такого подхода к финансированию инвестиционных проектов в СКЭ являются:

- усиление роли государственных гарантий страхования проектных рисков, включая предоставление гарантий банкам, принимающим участие в финансировании инвестиционных проектов и программ, входящих в систему государственных приоритетов;
- налоговое стимулирование механизмов инвестирования;
- развитие межбанковского сотрудничества в области совместного кредитования капиталоемких инвестиционных проектов.

Существенное значение для развития проектного финансирования имеет изучение возможностей адаптации опыта мировой практики к российским условиям, в том числе в области разработки методических подходов, обеспечивающих повышение эффективности инвестирования. Решение проблемы повышения эффективности инвестирования в СКЭ (независимо от конкретной формы инвестиций) тесно связано с анализом возможностей инвестора по мобилизации собственных и заемных источников, инвестиционной привлекательности внешней среды, выбора объектов инвестирования с целью определения приемлемого уровня риска при достижении требуемой доходности.

При выборе источников формирования инвестиционных ресурсов важно учитывать преимущества и недостатки, характерные для различных способов привлечения капитала.

Проведенный анализ организационных форм финансирования инвестиций в СКЭ позволил выявить их наиболее существенные характеристики, которые приведены в табл. 5.6.

Из всех указанных в табл. 5.6 организационных форм финансирования инвестиций в СКЭ следует особо выделить проектное финансирование, так как в настоящее время оно является наиболее перспективным, современным

направлением и лучше подходит для активизации инвестиционной деятельности, как в централизованной, так и распределенной СКЭ.

Таблица 5.6

Характеристики основных организационных форм финансирования
инвестиций в СКЭ

Форма финанси- рования	Возможные инвесторы	Получа- тели за- емных средств	Преимущества использования	Сложности исполь- зования в россий- ских условиях
1	2	3	4	5
Бюджет- ное	Государство	Энерго- компания	Возможность государствен- ного регулиро- вания и кон- троля инвести- ций	– возможен нецеле- вой характер фи- нансирования; – рост внешнего и внутреннего госу- дарственного долга; – увеличение рас- ходной части бюд- жета
Акцио- нерное (корпора- тивное)	Промышленные корпорации; ком- мерческие банки; институциональ- ные инвесторы	Энерго- компания	Вариабель- ность исполь- зования инве- стиций	– нецелевой харак- тер инвестиций; – работа только на рынке ценных бу- маг, а не на рынке реальных проектов; – высокий уровень риска инвестора

1	2	3	4	5
Заемное	Коммерческие банки; институциональные инвесторы	Энерго-компании	– величина дохода по облигациям гарантирована и заранее известна; – облигации могут быть досрочно предъявлены к погашению	– менее высокая доходность облигаций по сравнению с акциями; – владение облигациями не предоставляет права на участие в управлении компанией
Проектное	Промышленные корпорации; международные финансовые институты; коммерческие банки; иностранные инвесторы; институциональные инвесторы	Инвестиционный проект (энергетическая компания, управляющая компанией)	– целевой характер финансирования; – распределение рисков; – высокая степень контроля	– зависимость от инвестиционного климата; – высокий уровень кредитных рисков; – неустойчивое законодательство и налоговый режим

Важным обстоятельством, влияющим на процесс конкурентного развития СКЭ, является тот факт, что КЭИ являются весьма привлекательным объектом для инвесторов в силу относительно небольших мощностей, низких сроков окупаемости, приближенности к конкретным потребителям, что гарантирует сбыт электрической и тепловой энергии на территории. Это открывает широкие перспективы для использования схем проектного финансирования инвестиций в СКЭ.

5.2.2. Оценка инвестиционного потенциала стратегических решений по активизации инвестиционной деятельности

Активизация инвестиционной деятельности в СКЭ зависит от ряда факторов, которые во многом определяют выбор стратегических решений и результативность схемы финансирования инвестиций:

- обеспеченность финансовыми, материально-техническими и трудовыми ресурсами необходимыми для реализации инвестиционного проекта;
- обеспечение функционирования КЭИ, созданных в результате реализации проекта;
- уровня организации финансирования инвестиций;
- квалификации исполнителей;
- состояния нормативно-правовой регламентации производственно-хозяйственной деятельности и т.п.

Поскольку влияние указанных факторов не является стабильным во времени, то и эффективность мероприятий, связанных с конкурентным развитием СКЭ, активизирующих косвенную ресурсно-инвестиционную базу, тоже нестабильна.

Для реализации стратегических решений в рамках инвестиционных проектов, необходимы ресурсы, под которыми следует понимать не только инвестиционный капитал, но и условия, которые обеспечивают его накопление, повышение эффективности его использования, а также сокращение на него спроса. Поэтому инвестиционные ресурсы, необходимые для реализации стратегических решений, целесообразно разделить на прямые, характеризующие источники инвестиционного капитала, и косвенные, являющиеся организационно-техническими, социально экономическими и даже политическими решениями [41, 144].

Следует отметить, что при комплексной реализации взаимосвязанных инвестиционных проектов можно получить больший эффект с точки зрения отдачи на вложенный капитал и возможности накопления собственных финансовых средств, чем в случае изолированной реализации отдельных инве-

стиционных проектов. Уровень проявления отмеченного эффекта зависит от того, насколько обеспечена взаимная информационная, организационная и ресурсная поддержка инвестиционных проектов.

С методической точки зрения, для учета изложенных особенностей, влияющих на процесс принятия стратегических решений в области конкурентного развития СКЭ, необходимо учесть тот факт, что влияние на него различных инвестиционных проектов, в общем смысле, является двойственным, так как одни из них могут уменьшать потребность в инвестиционном капитале на величину $\Delta K_{\text{потр}ij}$, а другие увеличивать на величину $K_{\text{пр}ij}$ (источник средств для последующего реинвестирования) объем инвестиционного капитала.

В случае реализации j -го (предшествующего) из взаимосвязанных инвестиционного проекта, потребность в инвестиционном капитале для реализации i -го (последующего – зависимого) проекта может сократиться на величину $\Delta K_{\text{потр}ij}$ за счет расходов $\Delta K_{\text{кир}j}$ [144].

Применительно к СКЭ, изолированная реализация инвестиционного проекта, связанного, например, с реализацией стратегического решения по совершенствованию структуры генерирующих мощностей в ТГК, за счет сооружения маневренных КЭИ, без предварительной реализации проекта, предполагающего создание управляющей компании, обусловит более высокий спрос на инвестиционный капитал для осуществления первого и снизит общий инвестиционный потенциал.

Следует отметить, что наиболее целесообразно оценивать инвестиционный потенциал стратегических решений, получаемый от различных вариантов использования инвестиционного капитала, частично расходуемого в объеме $\Delta K_{\text{кир}j}$ на реализацию j -го инвестиционного проекта, относящегося к косвенным инвестиционным ресурсам. При этом величина инвестиционного потенциала не отождествляется с суммой инвестиционного капитала разных

источников, используемых для финансирования инвестиционных проектов, а оценивается следующим образом [144]:

$$\text{ИП} = \text{ИП}_{\text{пр}} + \text{ИП}_{\text{к}}, \quad (5.1)$$

$$\text{ИП}_{\text{пр}} = K_{\text{потри}} - K_{\text{оби}} - K_{\text{фи}}, \quad (5.2)$$

$$\text{ИП}_{\text{к}} = \Delta K_{\text{потри}j} - K_{\text{кир}j} + K_{\text{при}j}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{потри}}$ – потребность в инвестиционном капитале для финансирования i -го инвестиционного проекта; $K_{\text{оби}}$ – расходы потребителя инвестиционного капитала на обслуживание $K_{\text{потри}}$; $K_{\text{фи}}$ – расходы на формирование источников инвестиционного капитала в объеме, равном $K_{\text{оби}}$; $\Delta K_{\text{потри}j}$ – снижение потребности в инвестиционном капитале для реализации i -го (последующего – зависимого) инвестиционного проекта, за счет реализации j -го (предшествующего); $K_{\text{кир}j}$ – косвенные расходы j -го (предшествующего) инвестиционного проекта; $K_{\text{при}j}$ – объем прямых капиталовложений в i -й инвестиционный проект за счет реализации j -го.

В данном случае учитываются обе формы проявления эффекта взаимосвязанных инвестиционных проектов, а положительный эффект от использования косвенных инвестиционных ресурсов возможен при выполнении условия $\Delta K_{\text{потри}j} + K_{\text{при}j} \geq K_{\text{кир}j}$.

Апробация предложенного методического подхода к определению инвестиционного потенциала стратегических решений проводилась на примере централизованной СКЭ. Для этого был выбран инвестиционный проект, предполагающий совершенствование структуры генерирующих источников ТГК-9 с увеличением доли высокоэффективного и маневренного оборудования на базе ПГУ-ТЭЦ.

Результаты расчетов, показанные в табл. 5.7, показывают следующее. Строительство трех ПГУ-170 общей установленной мощностью 510 МВт, при средней величине капиталовложений 1050 долл./(кВт·ч), потребует 14,5 млрд. руб. ($\text{ИП}_{\text{при}}$). Для реализации такого проекта будет привлекаться

управляющая компания, создание которой обойдется в 100 млн. руб. ($K_{\text{кпрj}}$). При этом снижение потребности в инвестиционном капитале проекта строительства за счет ее создания, исходя из мировой практики девелопмента будет на уровне 20% и составит около 2,892 млрд. руб. ($\Delta K_{\text{потрj}}$). Объем прямых инвестиций ($K_{\text{прj}}$) в проект строительства за счет создания управляющей компании в случае *fee-development* (*FD*)* составит 0%, а в случае *speculative development* (*SD*) 10%. Обычно, на практике стоимость услуг управляющей компании составляет 10% от стоимости проекта, что составит 1,45 млрд. руб. ($K_{\text{фи}}$). Имея эти данные, можно вычислить величину косвенного инвестиционного потенциала, который будет равен 2,792 млрд. руб. при *FD*, а в случае *SD* 4,238 млрд. руб., а итоговый инвестиционный потенциал от предлагаемых к реализации инвестиционных проектов составит в случае *FD* 17,251 и 18,697 млрд. руб. при *SD*.

В целом инвестиционный проект, предполагающий создание управляющей компании, которая будет использовать схемы проектного финансирования для реализации проекта строительства ПГУ-ТЭЦ, позволяет увеличить инвестиционный потенциал на 19 и 29%, в зависимости от условий ее участия.

Следует отметить, что без реализации инвестиционного проекта по созданию управляющей компании, инвестиционный потенциал не будет иметь косвенной составляющей, следовательно, при средней ставке привлечения кредита 14% годовых потребность в капитале для финансирования проекта строительства ПГУ-ТЭЦ составит 16,628 млрд. руб., а в случае создания управляющей компании косвенная составляющая инвестиционного потенциала позволит снизить прямую составляющую и, следовательно, потребность в инвестиционном капитале для финансирования, что составит 15,282 при *FD* и 13,619 млрд. руб. при *SD*. Таким образом, потребность в

* *FD* (*fee-development*) - управляющая компания не берет на себя финансовых рисков и работает на гонораре (*fee*); *SD* (*speculative development*) – управляющая компании частично вкладывает в инвестиционный проект собственные средства, которые и являются стержнем будущей финансовой схемы [71].

прямых инвестициях сокращается с 16,628 до 15,282 млрд. руб. в случае *FD* и с 16,628 до 13,619 в случае *SD*, что приведет к экономии капиталовложений на 1,346 и 3 млрд. руб. соответственно.

Таблица 5.7

Результаты расчета инвестиционного потенциала

Показатель, млрд. руб.	Форма участия управляющей компании	
	<i>FD</i>	<i>SD</i>
1. Прямой инвестиционный потенциал ИП _{пр}	14,459	14,459
2. Косвенный инвестиционный потенциал ИП _к	2,792	4,238
$\Delta K_{\text{потр}ij}$	2,892	2,892
$K_{\text{кир}j}$	0,1	0,1
$K_{\text{при}j}$	0	1,446
3. Инвестиционный потенциал (ИП=ИП _{пр} +ИП _к)	17,251	18,697
4. Увеличение инвестиционного потенциала	19%	29%
5. Потребность в прямых инвестициях ($K_{\text{потр}i}=\text{ИП}_{\text{пр}}+K_{\text{об}i}+K_{\text{ф}i}$)	15,282	13,619
6. Потребность в прямых инвестициях без привлечения управляющей компании	16,628	16,628
7. Экономия капиталовложений	1,346	3,009

Совершенствуя структуру мощностей ТГК-9, инвестиционный капитал следует, в первую очередь, использовать для создания основных производственных фондов, способных в кратчайшие сроки обеспечить максимальное уменьшение себестоимости энергии при соблюдении требований к ее качеству, экологическим характеристикам и надежности. Такой подход позволит существенно приостановить повышение тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также стабилизировать за счет этого платежеспособный спрос потребителей и усилить конкурентные преимущества КЭИ. Это будет

стимулировать увеличение $\Delta K_{\text{потр}ij}$ и $K_{\text{пр}ij}$ а также $ИП_{\text{пр}}$ за счет уменьшения $K_{\text{об}i}$, и $K_{\text{ф}i}$ (что, в частности, возможно при уменьшении в перспективе потребности в кредитных ресурсах). В ТГК-9 такой эффект может быть достигнут при использовании ПГУ-ТЭЦ с целью замещения части изношенных когенерационных установок. Известно, что ПГУ-ТЭЦ обладают высокой маневренностью, значительно более высоким КПД и относительно меньшей удельной капиталоемкостью. Поэтому, даже при сравнительно высокой стоимости природного газа, себестоимость электрической и тепловой энергии, вырабатываемой ПГУ-ТЭЦ, значительно меньше, чем при использовании любых других типов традиционного паросилового оборудования. Появление ПГУ-ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей ТГК-9 позволяет существенно уменьшить себестоимость отпущенной электрической и тепловой энергии. Это уменьшение может оказаться достаточным для компенсации надбавок к тарифу, предусмотренных условиями погашения кредитов и в полной мере усилить конкурентные преимущества всей СКЭ.

5.3. Возможности наращивания конкурентных преимуществ когенерационных энергоисточников за счет повышения надежности тепловых сетей

Повышение надежности тепловых сетей является одной из основных задач повышения уровня конкурентоспособности КЭИ, которая должна решаться одновременно с принятием стратегических решений по реализации их конкурентных преимуществ, поскольку низкая надежность тепловых сетей способна значительно обесценить конкурентные преимущества КЭИ

Эта задача состоит в выборе рациональных вариантов развития тепловых сетей, которые при минимальных затратах, обеспечат повышение конкурентоспособности КЭИ. Поскольку низкая надежность тепловых сетей способна значительно обесценить конкурентные преимущества КЭИ и мотивировать потребителей к созданию собственных тепловых энергоисточ-

ников, так как существенное повышение стоимости и снижение качества тепловой энергии создает реальную заинтересованность в экономии тепла, меняя отношение централизованному теплоснабжению, а усиливающаяся конкуренция со стороны децентрализованных источников тепловой энергии меняет приоритеты и тенденции развития СКЭ.

Решение задачи повышения надежности тепловых сетей невозможно осуществить без привлечения инвестиций в достаточном объеме. Поэтому главной проблемой, стоящей перед субъектами управления конкурентным развитием СКЭ (руководством ТГК, промышленных предприятий и администрацией региона), является мобилизация инвестиционных ресурсов, и дальнейшее их распределение по направлениям в соответствии с техническими возможностями повышения надежности тепловых сетей.

Тепловые сети, обеспечивающие потребителей тепловой энергией среднего и низкого потенциала в виде пара и горячей воды, с точки зрения исследований по надежности являются сложными многоцелевыми человеко-машинными системами кратковременного действия с векторной надежностью [144].

Это обусловлено следующими их особенностями и свойствами. В отличие от систем магистральных газо- и нефтепроводов, транспортирующих энергоноситель в заданный и удаленный на сотни километров район и имеющих потребителей в конце протяженных многониточных магистралей, тепловые сети функционируют в границах города (населенного пункта) и имеют множество потребителей, рассредоточенных по узлам системы с произвольной, часто многокольцевой, топологией. Обычно потребители имеют неоднородную нагрузку (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) с разными требованиями к надежности ее обеспечения. Так, нарушения подачи теплоты на отопление и вентиляцию могут приводить к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения – лишь к временному снижению комфорта.

Другим отличием тепловых сетей от систем магистрального транспорта нефти и газа, перед которыми стоит задача выполнения квартальных и годовых поставок, является необходимость подачи требуемого количества тепловой энергии за короткие промежутки времени (не более суток). Компенсация недоотпуска теплоты в более длительных интервалах здесь не имеет смысла. Этот факт, а также однозначная зависимость отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха, принципиальная возможность отключения нагрузки горячего водоснабжения во время аварий и проведения плановых ремонтов в летний период позволяют при оценке надежности не рассматривать годовые процессы функционирования систем.

Во время эксплуатации, тепловые сети подвергаются воздействию множества случайных и неслучайных факторов, которые трудно воспроизводить на испытательных стендах и трудно идентифицировать при регистрации аварий в условиях эксплуатации. Конечно, имеющаяся информация об аварийности при всей ее неполноте дает возможность оценить общий технический уровень тепловых сетей и указать на наиболее их уязвимые места. Однако получение точных абсолютных значений этих характеристик чрезвычайно затруднено.

Известно, что для тепловых сетей характерны частичные отказы, приводящие к отключению или снижению уровня теплоснабжения только части потребителей, а полный отказ, это весьма редкое событие. Последствия отказов в тепловых сетях зависят главным образом от продолжительности нарушения подачи тепловой энергии, его глубины и распределения дефицита по узлам системы. Поэтому интегральные показатели, оценивающие надежность системы в целом (например, суммарный часовой или годовой недоотпуск теплоты, средняя производительность системы и др.), оказываются здесь малоинформативными, а в задачах построения оптимальных систем – неработоспособными и имеют вспомогательное значение.

Социальная значимость тепловых сетей, которая заставляет подходить к проблеме повышения их надежности в первую очередь с позиций потре-

бителей, ставя задачу обеспечения у каждого из них необходимых санитарно-гигиенических условий.

При развитии большинства современных тепловых сетей не уделяется должного внимания созданию надежной элементной базы, а государственная политика в сфере теплоснабжения обычно направлена на развитие крупных систем. Следует отметить, что увеличение размеров тепловых сетей зачастую не сопровождается адекватным изменением принципов построения, совершенствованием структуры и технической оснащенности. В результате этого могут возникнуть серьезные проблемы с обеспечением надежности теплоснабжения потребителей, где регулярно происходят серьезные аварии, а уровень комфорта в зданиях недостаточен. Все это существенно влияет на снижение уровня конкурентоспособности КЭИ.

При разработке схем тепловых сетей в крупных городах нормативы аварийной подачи тепловой энергии потребителям при отказах теплопроводов, как правило, используются для расчета аварийных режимов и планирования резервных переключений. Однако, реально, резервные переключатели существуют лишь в наиболее крупных системах теплоснабжения. Более широкое внедрение резервирования в тепловых сетях сдерживается большими дополнительными затратами, трудностями эксплуатации систем с резервированными сетями при отсутствии их автоматизации.

В ряде случаев (особенно в распределенной СКЭ) наиболее предпочтительными становятся решения с КЭИ малой мощности, которые требуют меньших единовременных затрат с небольшими сроками окупаемости и максимально приближены к потребителям тепловой энергии. Формирующийся рынок эффективных когенерационных установок с широким диапазоном мощностей позволяет реализовать эти решения и распространить когенерацию на область малых и средних тепловых нагрузок.

Тенденция снижения надежности тепловых сетей вызывает появление вопросов, связанных с их резервированием, как одному из основных способов повышения их надежности, а обострение конкуренции на рынке тепло-

вой энергии повышает актуальность построения надежных тепловых сетей при минимальных затратах. Решение этой проблемы требует изучения вопроса о рациональном соотношении структурной и элементной надежности тепловых сетей, то есть о том, какая доля в требуемом повышении надежности тепловых сетей должна обеспечиваться резервированием, а какая улучшением качества тепловых сетей.

Стратегия наращивания конкурентных преимуществ СКЭ напрямую связана с решением задачи повышения надежности тепловых сетей, которую можно продемонстрировать на условном примере, основные характеристики которого показаны в табл. 5.8.

Оценка рациональных путей повышения надежности тепловой сети проводилась в зависимости от объема резервирования, который менялся перемещением перемычки от головной части сети к концу (рис. П.9.1), диаметры кольцевой части определялись условием обеспечения пониженного уровня надежности тепловых сетей при отключении каждого из ее участков.

Таблица 5.8

Характеристики тепловой сети

Показатель	Значение
1. Общая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1000
2. Длина участка магистральной тепловой сети, км	5
3. Параметр потока отказов участка тепловой сети длиной 1 км (включая прямую и обратную линии), 1/(км·ч)	$0,2 \cdot 10^{-4}$
4. Расчетная температура наружного воздуха, °С	32
5. Продолжительность отопительного периода, ч	5472

Результаты расчетов показателей надежности для каждого варианта резервирования тепловой сети для наиболее удаленного потребителя показаны в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Показатели надежности тепловой сети

Вариант схемы тепловой сети	Вероятность безотказной работы, о.е.	Коэффициент готовности, о.е.	Капитальные вложения, %	Издержки, %
<i>a</i>	0,564	0,9987	100	170
<i>b</i>	0,647	0,9971	111	160
<i>c</i>	0,758	0,9964	128	150
<i>d</i>	0,807	0,9958	137	140
<i>e</i>	0,908	0,9934	145	130
<i>f</i>	0,974	0,9915	153	120
<i>g</i>	0,981	0,9907	158	110
<i>h</i>	0,990	0,9902	164	100

При рационализации структуры тепловой сети надежность расчетного уровня для потребителя оценивается коэффициентом готовности, представляющим собой среднее значение доли отопительного сезона, в течение которого у потребителя обеспечивается расчетное значение температуры в помещении, а надежность пониженного уровня оценивается вероятностью безотказной работы, представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного сезона температура в помещении у потребителя не опускается ниже некоторого граничного значения. Следует отметить, что предложенные показатели хорошо отражают специфику резервирования в тепловых сетях и позволяют организовать рациональную структуру сети, удовлетворяющую заданным требованиям надежности.

Таким образом, если значение показателя вероятности безотказной работы удовлетворяет нормативу 0,951 (для магистральных тепловых сетей с частотой отказов 0,05 1/год), то резервирования тепловой сети не требуется. В противном случае должен быть определен такой объем резервирования, при котором показатель вероятности безотказной работы удовлетворит

нормативу. Если в тепловой сети без резервирования или с резервированием коэффициент готовности оказывается меньше норматива 0,988 (при среднем времени нарушения теплоснабжения 65 часов за отопительный период), то это значит, что необходимо уменьшить общую длину сети, разделив ее на части, и ввести дополнительные источники теплоты.

Результирующая оценка рационального соотношения структурной и элементной надежности тепловых сетей для рассматриваемого варианта показана на рис. 5.5. Кривая A является зависимостью капиталовложений (с учетом затрат в узлы управления в тепловых сетях) в схемы $a - h$ от обеспечиваемого в каждой из них уровня надежности теплоснабжения в узле 14 при существующей надежности тепловых сетей. Значения от 0 до 1 по оси абсцисс показывают долю повышения показателя вероятности безотказной работы, достигаемую резервированием тепловой сети. В правой точке кривой (сеть h) резервированием обеспечивается нормативный уровень надежности.

Для того чтобы нормативный уровень надежности тепловой сети обеспечивался в каждой из рассматриваемых схем, необходимо повысить их надежность. При этом максимальное повышение их надежности необходимо для первой схемы, в которой полностью отсутствует резервирование тепловых сетей (чем дальше от энергоисточника находится перемычка, тем меньшее снижение параметра потока отказов требуется).

Следует отметить, что около половины повреждений (согласно имеющейся статистике) можно избежать за счет содержания существующих конструкций тепловых сетей в нормальном состоянии, соответствующем техническим нормам. Это позволит уменьшить параметр потока отказов в двое, а дальнейшее его уменьшение может потребовать использования новых конструкций тепловых сетей в полиуретановой изоляции (конструкция «труба в трубе»). Это обеспечит требуемую надежность для первой схемы.

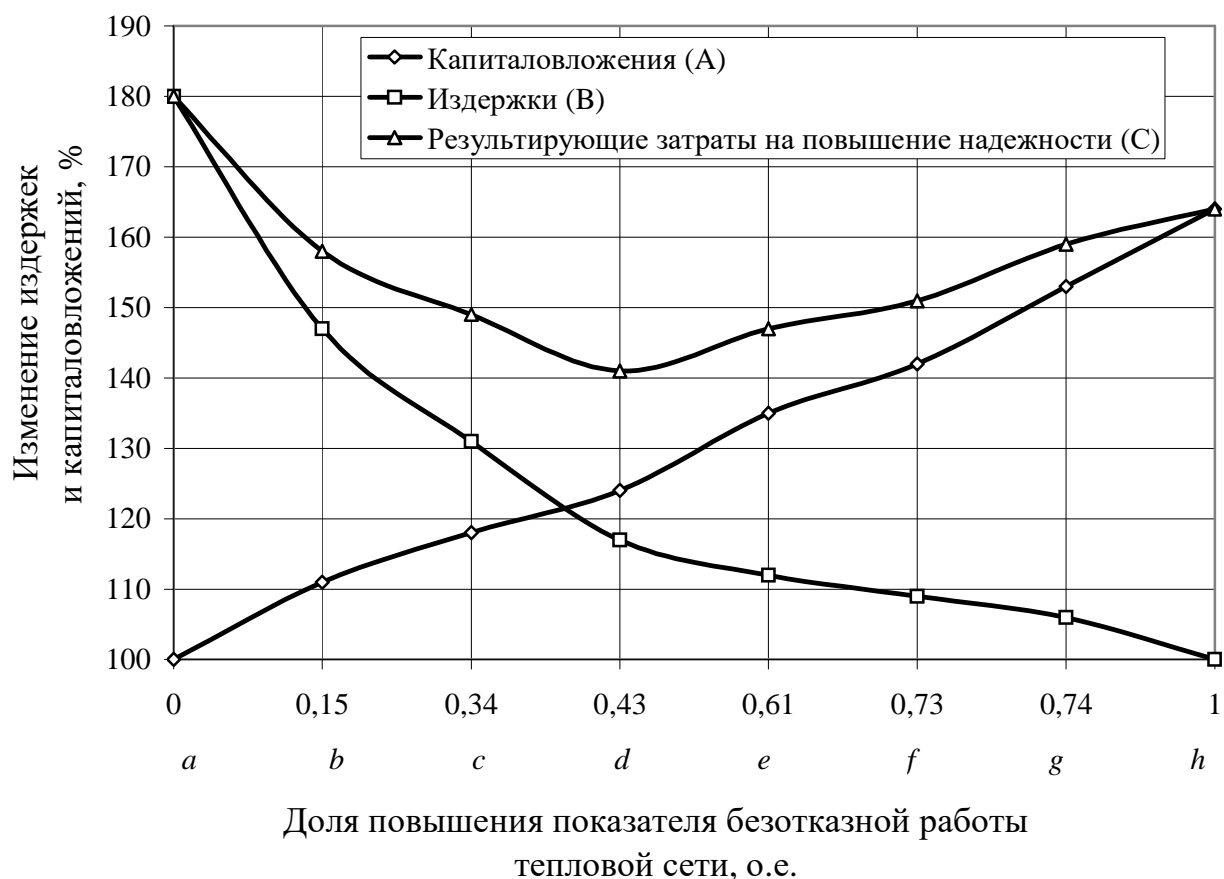


Рис. 5.5. Соотношение структурной и элементной надежности тепловых сетей

Кривая *В* показывает диапазон издержек, связанных с поддержанием необходимого уровня надежности тепловой сети. Разница между кривой *А* и значением переменной по оси абсцисс представляет собой долю повышения вероятности безотказной работы, достигаемую увеличением элементной надежности. В левой точке (схема тепловой сети – *a*) нормативный уровень надежности достигается повышением только элементной надежности.

Кривая *С* является результирующей по затратам для кривых *А* и *В*. В каждой точке этих кривых путем применения обоих способов повышения надежности обеспечивается нормативная надежность тепловой сети.

Рис. 5.5 показывает, что без учета разного срока службы действующих и новых тепловых сетей рациональная доля повышения надежности путем резервирования тепловых сетей оказывается в пределах 0,34 – 0,61. Весьма вероятно, что даже снижение стоимости производства новых тепловых се-

тей не изменит этого диапазона, учет разного срока службы тепловых сетей (30 лет для новых и 15 для существующих) сдвинет точку оптимума в сторону повышения доли элементной надежности. Для стоимостных характеристик новых теплопроводов оптимальной оказывается схема *d* с резервированием только головных магистралей, а при существенном снижении стоимости (на 30–40 %) новых тепловых сетей, конструкция которых будет соответствовать международным стандартам – схема *a* без резервирования.

Таким образом, повышение конкурентоспособности КЭИ на рынке тепловой энергии во многом можно обеспечить за счет рационального соотношения структурной и элементной надежности тепловых сетей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволили сформулировать следующие положения, которые могут составить основу для формирования методологии конкурентного развития СКЭ:

1. Показано, что когенерация энергии является высокоэффективной технологией с общим КПД от 60 до 80 %, при этом, чем больше вырабатывается электрической энергии на тепловом потреблении (по теплофикационному режиму), тем выше КПД когенерационной установки, а значит, и ее конкурентоспособность на территориальном энергорынке.

2. Наиболее рациональным вариантом конкурентного развития СКЭ, является сочетание централизованной и распределенной СКЭ. Это позволяет повысить конкурентоспособность когенерации перед децентрализованной (раздельной) выработкой энергии.

3. Определена значительная степень влияния ТГК на процесс конкурентного развития СКЭ, и формировании конкурентной среды на территориальном энергорынке.

4. Система информационно-аналитического обеспечения конкурентного развития СКЭ, построенная на основе мониторинга состояния СКЭ, позволяет разрабатывать такие варианты развития, которые наиболее сильно будут воздействовать на увеличение уровня конкурентоспособности КЭИ и способствовать быстрому и устойчивому развитию всей СКЭ в условиях конкуренции.

5. Мониторинг состояния СКЭ является одним из существенных факторов, повышающих качество и эффективность управления конкурентным развитием СКЭ, так как он позволяет проводить информационно-аналитическое сопровождение инвестиционных проектов, а также контроль и координацию процесса конкурентного развития СКЭ необходимых для повышения надежности и эффективности КЭИ.

6. На основе анализа рисков развития СКЭ сформирована комплексная система объектов мониторинга состояния СКЭ на основе, которой построен массив индикативных показателей, необходимых для проведения диагностики конкурентоспособности КЭИ.

7. Сложность развития СКЭ в конкурентной среде потребовала создания методического инструментария на основе индикативного анализа для проведения диагностики конкурентоспособности СКЭ, которая позволяет получить оценку уровня конкурентоспособности КЭИ, в зависимости от степени влияния следующих факторов: генерация энергии; транспорт энергии; энергорынок; энергоэффективность; надежность; экономика и финансы.

8. Разработанный методический аппарат для прогнозирования уровня конкурентоспособности СКЭ может стать эффективным инструментом в решении различных задач стратегического и тактического планирования в энергогенерирующей.

9. Предложенный методический подход к проведению мониторинга состояния СКЭ может стать эффективным инструментом в решении различных задач стратегического и тактического планирования развития ТГК в условиях конкуренции, а диагностика конкурентоспособности даст возможность разрабатывать такие управленческие решения, которые наиболее сильно смогут воздействовать на повышение уровня конкурентоспособности КЭИ.

10. Выбор экономически эффективных направлений конкурентного развития СКЭ необходимо проводить с учетом конкурентных преимуществ когенерации, на основе:

- совершенствования и повышения эффективности структуры генерирующих мощностей в централизованной СКЭ;
- оптимизации топливопотребления КЭИ в централизованной СКЭ;
- целесообразности использования КЭИ в распределенной СКЭ;
- экономической оценки современных типов когенерационных установок, имеющих высокие показатели надежности и эффективности.

11. Проведен анализ технологий и дана оценка эффективности КЭИ составляющих основу распределенной СКЭ. В результате этого выбраны следующие наиболее рациональные направления развития распределенной СКЭ, повышающий ее конкурентоспособность: а) превращение промышленных котельных в КЭИ (ГТУ-ТЭЦ) за счет модернизации; б) распространение на удаленных территориях газогенераторных мини-ТЭЦ, работающих на местном топливе и органических отходах различных производств.

12. Ключевым условием успешности конкурентного развития СКЭ является реализация стратегических возможностей централизованной СКЭ, которые в наибольшей степени определяются генеральной линией развития ТГК в рамках ее стратегической архитектуры конкурентного развития.

13. Предложена стратегическая архитектура конкурентного развития СКЭ, позволяющая определить вектор развития конкурентных преимуществ когенерации, в соответствии с которым следует выстраивать приоритеты технической стратегии в СКЭ.

14. Стратегическая архитектура конкурентного развития СКЭ определяет контур конкурентного развития, который включает в себя различные типы управленческой деятельности, позволяющие реализовывать стратегические возможности когенерации и определять ориентиры конкурентного развития СКЭ.

15. Доказано, что в настоящее время, ключевой проблемой в инвестиционной деятельности является организация процесса финансирования инвестиционных проектов в СКЭ, позволяющих усилить конкурентные преимущества КЭИ на рынках электрической и тепловой энергии, за счет использования современных технологий.

16. Предложенный организационно-экономический механизм активизации инвестиционной деятельности в СКЭ позволяет использовать различные схемы финансирования капиталоемких инвестиционных проектов.

17. Построена схема активизации инвестиционной деятельности и проведен анализ организационных форм финансирования инвестиций в СКЭ.

18. Выявлена предпочтительность проектного финансирования инвестиционных проектов в СКЭ по сравнению с такими формами, как бюджетное финансирование, выпуск облигаций и эмиссия акций.

19. Применительно к инвестированию в КЭИ целесообразна оценка инвестиционного потенциала стратегических решений, связанных с технологическими возможностями наращивания конкурентных преимуществ СКЭ.

20. Определены возможности наращивания конкурентных преимуществ КЭИ за счет рационального соотношения структурной и элементной надежности тепловых сетей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аврух А.Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике / А.Я.Аврух. М.: Энергия, 1997. 464 с.
2. Айвазян С.А. Классификация многомерных наблюдений / С.А. Айвазян, З.И. Бежаева, О.В. Староверов. М.: Статистика, 1974. 240 с.
3. Акулич И.Л. Математическое программирование в примерах и задачах: учеб. пособие для студентов эконом. спец. вузов / И.Л. Акулич. М.: Высшая школа, 1986. 319 с.
4. Анализ зон эффективности альтернативных вариантов технического перевооружения тепловых электростанций // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под ред. А.П. Меренкова. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. С. 35-54.
5. Анализ инвестиционного потенциала территорий Урала. Препринт / А.И.Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 63 с.
6. Арзамасцев Д.А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем / Д.А. Арзамасцев. Свердловск: УПИ, 1984. 88 с.
7. Арзамасцев Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. М.: Высшая школа, 1987. 272 с.
8. Багриновский К.А. Имитационные модели в народнохозяйственном планировании / К.А. Багриновский, Н.Е. Егорова, В.В. Радченко. М.: Экономика, 1980. 289 с.
9. Башмаков И.А. Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям /И.А. Башмаков. М.: ЦЭНЭФ, 1996. 189 с.
10. Беклемишев Д.В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры: учебник для вузов. 6-е изд. / Д.В.Беклемишев. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. 320 с.

11. Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л.С.Беляев. Новосибирск: Наука, 1980. 128 с.
12. Беренс В.К. Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований / В.К.Беренс, П.М.Хавранек. М.: Интерэксперт, 1995. 354 с.
13. Бесчинский А.А. Критерии оптимизации больших систем энергетики / А.А. Бесчинский, В.Н. Лившиц, В.Р.Окороков // Энергетика и транспорт. 1985. №6. С. 11-19.
14. Бесчинский А.А. Экономические проблемы электрификации / А.А. Бесчинский, Ю.М. Коган. М.: Энергия, 1986. 432 с.
15. Богатырев Л.Л. Диагностика аварийных состояний электроэнергетических систем / Л.Л. Богатырев. Свердловск: УПИ, 1983. 80 с.
16. Богатырев Л.Л. Оценка влияния энергетических факторов на экономическую безопасность региона / Л.Л. Богатырев, Л.И. Мардер, А.Л. Мызин // Пути и методы вывода региона из кризиса: сб. ст. Екатеринбург, 1996. Ч. 2. С. 62-64.
17. Богатырев Л.Л. Решение энергетических задач в условиях неопределенности / Л.Л. Богатырев. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1995. 116 с.
18. Богатырев Л.Л. Современные методы исследований электроэнергетических систем / Л.Л.Богатырев. Екатеринбург: УПИ, 1991. 103 с.
19. Бромвич М. Анализ экономической эффективности капиталовложений: пер. с англ. / М. Бромвич. М.: ИНФРА-М, 1996. 432 с.
20. Бушуев В.В. Энергетика и безопасность России / В.В.Бушуев // Промышленный вестник России. 1995. № 3. С. 2-3.
21. Бушуев В.В. Энергетика – основа национальной безопасности России / В.В. Бушуев, А.Е. Шейнделин // Энергетическая политика. 1996. № 7. С. 8-10.
22. Вапник В.Н. Теория распознавания образов / В.Н. Вапник, А.Я. Червоненкис. М.: Наука, 1974. 414 с.

23. Веников В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А.Веников, О.А.Суханов. М.: Энергоиздат, 1982. 328 с.
24. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г.Журавлев, Т.А.Филиппова. М.: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.
25. Взаимодействие экономических и энергетических факторов при диагностике безопасности регионов России: препринт / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 105 с.
26. Влияние научно-технологических факторов на экономическую безопасность территорий России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 114 с.
27. Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов Российской Федерации / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 1998. 288 с.
28. Волков И.М. Проектный анализ / И.М.Волков, М.В.Грачева. М.: ЮНИТИ, 1998. 257 с.
29. Волькенау И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. М.: Энергия, 1981. 360 с.
30. Воропаев В.И. Управление проектами в России / В.И.Воропаев. М.: ЮНИТИ, 1995. 364 с.
31. Воропаева Ю.А. Экономика и менеджмент в энергетике / Ю.А. Воропаева, Т.В. Лисочкина, Т.В. Малинина. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2000. 30 с.
32. Воропай Н.И. Живучесть электроэнергетических систем: Методические основы и методы исследования / Н.И.Воропай // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1991. №6. С. 52-59.
33. Воропай Н.И. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай. М.: Энергоатомиздат, 1984. 256 с.

34. Гительман Л.Д. Безрисковый энергоменеджмент / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Дело, 2004. 168 с.
35. Гительман Л.Д. Нельзя принимать решения без учета рисков / Л.Д. Гительман // Эксперт – Урал. Екатеринбург, 2003. №6. С. 24.
36. Гительман Л.Д. Региональная энергетика / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 117 с.
37. Гительман Л.Д. Реформы в электроэнергетике. Выбор реалистической политики / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1999. 150 с.
38. Гительман Л.Д. Экономический механизм региональной энергетической политики / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: УрО РАН, 1997. 105 с.
39. Гительман Л.Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Реформирование: в 2 т. / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: Изд-во УрГУ, 2001. Т 1. 376 с.
40. Гительман Л.Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Реформирование: в 2 т. / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: Изд-во УрГУ, 2001. Т 2. 426 с.
41. Гительман Л.Д. Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Дело, 2006. 600 с.
42. Гительман Л.Д. Эффективная энергокомпания: экономика, менеджмент, реформирование / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Олимп-Бизнес, 2002. 280 с.
43. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов / В.Е. Гмурман. 6-е изд., стер. М.: Высш. шк., 1998. 479 с.
44. Гончар В.С. Оптимизационные задачи энергетики / В.С. Гончар. СПб.: Изд-во СЗТУ, 2000. 140 с.
45. Гордеев П.А. Развитие электростанций с поршневыми двигателями

за рубежом / П.А.Гордеев, П.В.Яковлев // Электрические станции, 2001. №10. С. 68-73.

46. Городецкий А. Реформирование естественных монополий / А. Городецкий, Ю. Павленко // Вопросы экономики. 2000. № 1

47. Грачева М.В. Анализ проектных рисков / М.В.Грачева. М.: Фин-статинформ, 1999. 231 с.

48. Данилов Н.И. Энергоснабжение / Н.И. Данилов. Екатеринбург: Энерго-Пресс, 1999. 108 с.

49. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике: Методы экономического сравнения вариантов / В.И. Денисов. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 20-50.

50. Денисов В.И. Эффективность функционирования и развития электроэнергетики в условиях рыночной экономики / В.И. Денисов, Ю.Б. Ферапонтова // Электрические станции. 1991. № 12. С. 60-64.

51. Джонсон Дж. Эконометрические методы / Дж. Джонсон. М.: Статистика, 1980. 448 с.

52. Домников А.Ю. Аспекты многокритериального анализа направлений технического перевооружения электрических станций / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2005. №1(53). С. 26-34.

53. Домников А.Ю. Влияние энергетического фактора на создание угроз экономической безопасности территорий России и Урала / А.Ю. Домников, А.А. Куклин, П.Е. Мезенцев // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем». 2000. №2(10). С. 76-83.

54. Домников А.Ю. Методология оценки эффективности технического перевооружения электрических станций / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 152 с.

55. Домников А.Ю. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом экономических рисков / А.Ю.Домников // Формы и

методы государственного регулирования социально-экономического развития региона: тез. докл. региональной науч.-практ. конф. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. Ч 2. С. 48-52.

56. Домников А.Ю. Перспективы создания автономных источников энергии на базе местных топливных энергетических ресурсов / А.Ю. Домников, А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Теплоэнергетика». 2004. №3(33). С. 57-68.

57. Домников А.Ю. Прогнозирование развития региональных электро-энергетических систем в условиях реформирования / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 128 с.

58. Домников А.Ю. Разработка имитационных агрегированных моделей характеристик энергетических систем / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2004. № 4 (34). С.35-43.

59. Домников А.Ю. Разработка моделей интеграции электроэнергетических систем региональных уровней / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2003. № 7 (27). С. 21-28.

60. Домников А.Ю. Разработка оптимизационной модели перспективного развития электроэнергетики региона / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2004. №10 (40). С. 44-51.

61. Домников А.Ю. Разработка эконометрических моделей прогнозирования показателей энергетики / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. Экономика и управление. 2003. № 1 (21). С. 41-47.

62. Домников А.Ю. Управление развитием электроэнергетики / А.Ю. Домников. Екатеринбург: Институт экономики УрО РАН, 2006. 251 с.

63. Домников А.Ю. Формирование и оценка эффективности механизма управления развитием территориального энергогенерирующего комплекса /

А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2006. №7(78). С. 70-78.

64. Домников А.Ю. Формирование концепции управления развитием электроэнергетики региона / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2005. №6(58). С. 95-103.

65. Дорофеев В.В. Основные направления развития федеральной сетевой компании / В.В. Дорофеев // Энергетик. 2003. №1. С. 25-38.

66. Дрейпнер Н. Прикладной регрессионный анализ / Н.Дрейпнер, Г.Смит. М.: Статистика, 1987. 351 с.

67. Дьяков А.Ф. Единая энергетическая система России и энергетическая безопасность стран СНГ / А.Ф. Дьяков // Энергетик. 1996. № 10. С. 26-39.

68. Дьяков А.Ф. Рынок электрической энергии в России / А.Ф.Дьяков, Б.К.Максимов, В.В.Молодюк. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 137 с.

69. Дюк В. Обработка данных на ПК в примерах / В. Дюк. СПб.: Питер, 1997. 240 с.

70. Дюран Б. Кластерный анализ / Б. Дюран, П. Оделл; под ред. А.Я. Боярского; пер. с англ. Е.З. Демиденко. М.: Статистика, 1977. 178 с.

71. Забродин Ю.Н. Управление нефтегазостроительными проектами: современные концепции, эффективные методы и международный опыт / Ю.Н. Забродин, В.Л. Коликов, А.М. Саруханов. М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2004. 206 с.

72. Закон РФ «О безопасности» // Экономика и жизнь. 1994. № 12.

73. Зысин Л.В. Исследование совместной работы дизеля и газогенератора, перерабатывающего растительную биомассу / Л.В.Зысин [и др.] // Теплоэнергетика. 2002. №1. С. 14-19.

74. Иберла К. Факторный анализ /К. Иберла. М.: Статистика, 1980. 246 с.

75. Идрисов А.Б. Планирование и анализ эффективности инвестиций / А.Б.Идрисов. М.: Pro-Invest Consulting, 1995. 189 с.

76. Иерархия моделей управления развитием электроэнергетики и методы согласования их решений / под ред. Макарова А.А. Иркутск: СЭИ, 1984. 198 с.

77. Имамутдинов И. Сверхкритическая модернизация / И.Имамутдинов // Эксперт. 2005. №20. С.62-66.

78. Имитационное моделирование систем энергетики / Д.А. Арзамасцев [и др.]. Иркутск: СЭИ, 1988. 196 с.

79. Имитационный подход к моделированию развития и размещения генерирующих мощностей / Д.А. Арзамасцев [и др.] // Изв. АН СССР. Сер. «Энергетика и транспорт». 1987. №6. С. 10-18.

80. Инвестиционная безопасность энергетики Урала. Препринт / А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 59 с.

81. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов / Науч. ред. С.П. Шумилин. М.: Финстатинформ, 1995. 324 с.

82. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды / Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ. М., 1993. 256 с.

83. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии / Госплан СССР. М.: Энергия, 1984. 146 с.

84. Инструкция по определению экономической эффективности энергетического хозяйства. М.: Энергия, 1973. 56 с.

85. Исследования систем теплоснабжения / под ред. Л.С. Попырина, В.И. Денисова. М.: Наука, 1989. 216 с.

86. Каганович Б.М. Эффективность энергетических технологий: термодинамика, экономика, прогнозы / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, Е.Г. Анциферов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 256 с.

87. Карпов Л.Н. США: Энергетическая стратегия / Л.Н. Карпов. М.: Наука, 1986. 192 с.
88. Касанов В.Ю. Проектное финансирование: мировой опыт и перспективы для России / В.Ю.Касанов, Д.С.Морозов, М.В.Петров. М.: ЮНИТИ, 2001. 431 с.
89. Кини Р. Принятие решений при многих критериях предпочтения и замещения / Р. Кини, Х. Райфа. М.: Радио и связь, 1981. 560 с.
90. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем / В.Г. Китушин. М.: Высшая школа, 1989. 237 с.
91. Классификация и кластер / под ред. Дж. Вэн Райзина. М.: Мир, 1980. 389 с.
92. Клейнен Дж. Статистические методы в имитационном моделировании / Дж. Клейнен. М.: Статистика, 1978. 336 с.
93. Ключев Ю.Б. К вопросу энергетической безопасности страны / Ю.Б. Ключев // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2003. №7. С. 41-48.
94. Ключев Ю.Б. Разработка стратегии экономии затрат в энергосистеме / Ю.Б. Ключев // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2002. № 2. С. 41-50.
95. Ключев Ю.Б. Экономико-математическое моделирование производственных систем энергетики / Ю.Б. Ключев, А.Н. Лавров, В.Р. Огороков. М.: Высшая школа, 1992. 430 с.
96. Ключев Ю.Б. Экономия затрат в энергосистеме / Ю.Б. Ключев, В.Н. Родин, В.С. Белоусов. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000. 360 с.
97. Комплексная методика диагностики научно-технологической безопасности регионов России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 77 с.
98. Комплексная методика диагностики экономической безопасности территориальных образований Российской Федерации. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 121 с.

99. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук [и др.]. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 421 с.
100. Концепция энергосберегающей политики Свердловской области на переходный период / Л.Д. Гительман [и др.]. Екатеринбург: Урал-ЭСОН, 1993. 236 с.
101. Криворучский Л.Д. Имитационная система для исследований развития топливно-энергетического комплекса / Л.Д. Криворучский. Новосибирск: Наука, 1985. 125 с.
102. Криворучский Л.Д. Информационная технология исследования развития энергетики / Л.Д. Криворучский, Л.В. Массель. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1995. 160 с.
103. Кубиков В.Б. Оценка эффективности использования энергетического оборудования, работающего на древесных отходах / В.Б.Кубиков, В.Е.Королев, Е.И.Орлов // Лесная промышленность. 2002. № 2. С. 28-30.
104. Кудрин Б.И. Энергетическая стратегия России – глазами потребителя / Б.И. Кудрин // Материалы Всерос. науч.-практ. конф. «Электроснабжение промышленных предприятий в современных условиях». СПб.: РНТОЭ, 2000. С.21-33.
105. Кустовой Г.П. Концепция структурной реформы в электроэнергетике - конкурентный рынок России / Г.П. Кустовой // Вестник ФЭК России. 1997. Ноябрь. С. 53-58.
106. Лебедев Б.П. Прогнозы развития энергетики США / Б.П. Лебедев // Энергохозяйство за рубежом. 1992. № 3. С. 29-31.
107. Леонтьев В.В. Экономические эссе. Теории, исследование, факты и политика / В.В. Леонтьев. М.: Изд-во полит. лит., 1990. 416 с.
108. Лисочкин В.А. Теория и практика прогностики / В.А. Лисочкин. М.: Наука, 1972. 224 с.
109. Лобов О.И. Проблемы энергетической безопасности России и их взаимосвязь с энергетической безопасностью Европы / О.И. Лобов // Энергия. 1996. №1. С. 8–15.

110. Лобов О.И. Энергетическая безопасность России во взаимосвязи с проблемами энергетической безопасности других стран СНГ / О.И. Лобов // Энергетическая безопасность содружества независимых государств: материалы Международного консультативного совещания, Москва, 13 мая 1996. М., 1996. С. 7 – 18.
111. Логинов А. Энергетическая безопасность России / А. Логинов // Экономика и жизнь. 1994. № 51 (декабрь). С. 19.
112. Лопатников Л.Н. Краткий экономико-математический словарь / Л.Н. Лопатников. М.: Наука, 1979. 359 с.
113. Львов Д.С. Экономика развития / Д.С. Львов. М.: Экзамен, 2002. 512 с.
114. Макаров А.А. Новый этап развития энергетики СССР / А.А.Макаров // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1988. №4. С. 17-27.
115. Макаров А.А. Топливо-энергетический комплекс: Методы исследования оптимальных направлений развития / А.А. Макаров, А.Г. Вигдорчик. М.: Наука, 1979. 279 с.
116. Макаров А.А. Энергетика как движущая сила экономики / А.А. Макаров, Д.В. Шапот // Изв. РАН. Энергетика. 1995. № 3. С. 24-31.
117. Макаров А.А. Энергетическая стратегия и атомная энергетика России / А.А. Макаров // Энергия. 1996. № 8. С. 2-9.
118. Максимов С.Н. Девелопмент / С.Н.Максимов. СПб., 2003. 320 с.
119. Мардер Л.И. Методический подход к оценке и распределению интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Кожов // Электрические станции. 1998. № 4. С.32-37.
120. Мардер Л.И. Методы оценки и распределения интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Кожов // Новая региональная энергетическая политика. Сыктывкар: Коми научный центр РАН, 1997. 220 с.

121. Мардер Л.И. Проблемы и направления развития энергетики Урала / Л.И. Мардер, Ю.Н. Вершинин // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние 1996. С. 188-192.
122. Мардер Л.И. Регрессионные и авторегрессионные модели прогнозирования показателей развития электроэнергетических систем / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин // Электричество. 1975. №2. С. 14-18.
123. Медведев А.Г. Экономическое обоснование предпринимательского проекта / А.Г. Медведев // Международная экономика и международные отношения. 1992. № 6. С. 34-39.
124. Мезенцев П.Е. Методика многокритериального анализа вариантов развития электроэнергетики в нечеткой среде / П.Е. Мезенцев // Вестник УГТУ. 1995. №4. С. 29-34.
125. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. М.: Высшая школа, 1982. 320 с.
126. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983. 445 с.
127. Месарович М. Основания общей теории систем / М. Месарович // Общая теория систем : пер. с англ. М.: Мир, 1966. С. 15-48.
128. Месарович М. Теория иерархических многоуровневых систем / М. Месарович, Д. Мано, И. Танахара. М.: Мир, 1973. 344 с.
129. Методика диагностики инвестиционной безопасности региона. Препринт / А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 79 с.
130. Методические положения оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов при техническом перевооружении КЭС / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1994. 78 с.
131. Методические положения по определению экономической эффективности капитальных вложений на реконструкцию и расширение предпри-

ятий / М.А. Сергеев [и др.]. Свердловск: Ин-т экономики УНЦ АН СССР. 1975. 75 с.

132. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: [Вторая редакция] / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: В.В. Косов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421 с.

133. Методическое пособие по формированию и реализации региональной инвестиционной политики и программы / Международный инвестиционный союз; Компания «Эрнст и Янг Внешконсалт групп»; АО «Системинвест»; Компания «Инкорус». М., 1996. 248 с.

134. Методы анализа и прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности энергетического объединения / под ред. П.М. Шевкоплясова. СПб.: Энергоатомиздат. С.-Петербургское отд-ние, 1994. 144 с.

135. Методы исследования и управления системами энергетики / Л.С. Беляев [и др.]. Новосибирск: Наука, 1987. 178 с.

136. Методы системного анализа эффективности технического перевооружения тепловых электростанций / Л.И. Мардер [и др.] // Электрические станции. 1997. № 11. С. 16-22.

137. Моделирование внутренних и внешних связей отраслевых систем / под ред. А.М. Алексеева, З.Р. Цимдина. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1978. 182 с.

138. Можаяева С.В. Рынок электрической энергии / С.В. Можаяева // Некоторые проблемы экономической действительности начала нового тысячелетия: сб. науч. ст. СПб.: СЗТУ, 2001. Вып. 2. С. 173-175.

139. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: учеб. пособие. 3-е изд., доп. и перераб. / С.В. Можаяева. СПб.: Лань, 2003. 208 с.

140. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа / Н.Н. Моисеев. М.: Наука, 1981. 488 с.

141. Мониторинг и индикативный анализ энергетической безопасности / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетическая политика. 1996. Вып. 2. С. 15 – 16.
142. Мониторинг инвестиционной безопасности региона. Препринт/ А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 52 с.
143. Мызин А.Л. Моделирование состояния и прогнозирования развития региональных экономических и энергетических систем / А.Л. Мызин, Л.Л. Богатырев. М.: Экономика, 2004. 247 с.
144. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Н.И.Воропай [и др.]. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение РАН, 1999. 434 с.
145. Научно-технологическая безопасность регионов России: методологические подходы и результаты диагностирования / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2000. 416 с.
146. Недин И.В. Взаимодействие субъектов энергорынка – реальные возможности / И.В.Недин, Дж.Я.Орича, Е.В.Шестеренко // Экономические проблемы обеспечения энергетической безопасности. Киев: Знание, 1997. Ч.2. С. 39-46.
147. Недин И.В. Направления стабилизации функционирования систем электроэнергетики и инвестиционные ресурсы: содержание и взаимосвязь / И.В. Недин // Инвестиционные ресурсы для стабилизации функционирования систем энергетики: тез. докл. Киев: Знание, 1996. Ч 1. С. 4-9.
148. Недина О.И. Регулирование взаимодействия субъектов электроэнергетического рынка – инвестиционный фактор экономической безопасности государства / О.И.Недина // Труды 8-й международной научно-практической конференции «Экономика, экология и общество в 21-м столетии». Санкт-Петербург, 2006. С. 116-119.
149. Некоторые проблемы энергетической безопасности России и ее регионов / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетика России в переходный период:

проблемы и научные основы развития и управления. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1996. С. 23 – 35.

150. Некрасов А.С. Проблемы и перспективы российской энергетики на пороге XXI в. / А.С. Некрасов // Проблемы прогнозирования. 2001. №1. С. 26-34.

151. Некрасов А.С. Электроэнергетика России: экономика и реформирование // А.С. Некрасов, Ю.В. Синяк, М.Н. Узяков / Проблемы прогнозирования. 2001. № 5.

152. Нечаев В.В. О ресурсе энергетических объектов / В.В. Нечаев // Электрические станции. 2002. № 6. С. 10-17.

153. Новая энергетическая политика России. М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.

154. О государственной стратегии экономической безопасности РФ (основные положения): Указ Президента РФ от 29.04.96 г. № 608 // Собрание законодательства РФ. 1996. № 18. С. 2117.

155. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России / Н.И. Воропай [и др.] // Изв. РАН. Энергетика. 1996. № 3. С. 38 – 49.

156. Об основных положениях структурной реформы в сферах естественной монополии: Указ президента РФ от 16.04.97 г. № 426 // Российская газета. 1997. № 88. 7 мая.

157. Об энергетической безопасности государства (характеристика проблем и методические основы исследования) / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетика и электрификация. 1995. № 3. С. 49 – 51.

158. Околоков В.Р. Управление электроэнергетическими системами. Техничко-экономические принципы и методы /В.Р. Околоков. Л.: ЛГУ, 1976. 258 с.

159. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации / С.А. Орловский. М.: Наука, 1981. 208 с.

160. Основные направления реформирования электроэнергетики РФ // Промышленная энергетика. 2002. № 1. С. 2-7.

161. Основы экономической безопасности (государство, регион, предприятие, личность) / под ред. Е.А. Олейникова. М.: Бизнес-школа: Интел-синтез, 1997. 288 с.

162. Оценка экономической эффективности модернизации энергетического оборудования / А.Ю. Домников [и др.] // Электрические станции. 2003. №12. С. 16-23.

163. Падалко Л.П. Критерии и методы оптимального управления электроэнергетической системой / Л.П. Падалко. Минск: Наука и техника, 1979. 360 с.

164. Падалко Л.П. Экономика и управление в энергетике / Л.П. Падалко. М.: Высшая школа, 1987. 256 с.

165. Падалко Л.П. Экономика электроэнергетических систем / Л.П. Падалко, Г.Б. Пекелис. Минск: Высшая школа, 1985. 345 с.

166. Патрик Э. Основы распознавания образов / Э. Патрик. М.: Сов. радио, 1980. 408 с.

167. Перегудов Ф.И. Введение в системный анализ / Ф.И. Перегудов, Ф.П. Тарасенко. М.: Высшая школа, 1989. 368 с.

168. Попырин Л.С. Исследование энергетических объектов при неполной информации / Л.С. Попырин // Методы технико-экономических исследований энергетических установок в условиях неполноты информации. М.: ЭНИНА, 1987. С. 5-21.

169. Проблемы надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях критических ситуаций / Н.И. Воропай [и др.] // Известия АН. Энергетика. 1994. № 4. С. 9 – 18.

170. Проект доктрины энергетической безопасности РФ // Энергетическая политика. 1996. № 2. С. 2 – 7.

171. Разработка информационной системы диагностики экономической и энергетической безопасности. Ч. 2. Структура базовых блоков информационной системы и их апробация / А.А. Куклин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 39 с.

172. Разработка методов технико-экономического анализа условий и эффективности технического перевооружения электростанций / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1993. 235 с.

173. Разработки, исследования и внедрение методов повышения эффективности и надежности теплообменных аппаратов турбоустановок на ТЭС Свердловэнерго / Ю.М. Бродов [и др.] // Электрические станции. 1997. № 5. С. 47-51.

174. Раппопорт А.Н. Реструктуризация российской электроэнергетики: методология, практика, инвестирование / А.Н. Раппопорт. М.: «Экономика». 2005. 211 с.

175. Распоряжение Правительства № 1254-р от 01.09.2003 // Российская газета. 2003. 3 сентября.

176. Ресурсное обеспечение энергетики территорий России и Урала. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 57 с.

177. Реформирование компании - ОАО РАО «ЕЭС» / NETA – Новый порядок торговли электроэнергией в Англии и Уэльсе // www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/mo/show.cgi?neta.htm.

178. Робер Н. Холт Планирование инвестиций: пер. с англ. / Робер Н. Холт, Сет Б. Барнес. М.: Дом Лтд, 1994. 367 с.

179. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 2000 с.

180. Роль топливно-энергетического комплекса в формировании межрегиональных интеграционных связей Уральского региона // Содружество независимых государств: проблемы интеграции: тез. региональной науч.-практ. конф. с международным участием. Екатеринбург: Изд-во УГЛТА, 1997. С. 38.

181. Руденко Ю.Н. Межотраслевые проблемы энергетики в исследованиях: теория, методы, приложения / Ю.Н. Руденко // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1986. №2. С. 3-16.

182. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики / Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков. М.: Наука, 1986. 256 с.
183. Рыжков А.Ф. Опыт работы энергетических установок с ДВС на твердом топливе / А.Ф. Рыжков, С.М. Надир // Сб. научных трудов УГТУ-УПИ Вестник УГТУ-УПИ №15(45). 2004. С. 80-83.
184. Рыжков А.Ф. Энергетическое использование биотоплив / А.Ф. Рыжков, С.М. Надир // Сборник трудов IV отчетной конференции молодых ученых и аспирантов ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2003. С. 280-281.
185. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем: пер. с англ. / Р. Салливан. М.: Энергоатомиздат, 1982. 360 с.
186. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. М.: Высш. шк., 2001. 416 с.
187. Семериков А.С. Руководство реформированием электросетевой компании / А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2003. 196 с.
188. Серебрянников В.В. Социальная безопасность как исследовательская проблема / В.В. Серебрянников, Р.Г. Яновский // Вестник РАН. 1996. Т. 66, № 4. С. 291 – 296.
189. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев [и др.]. Новосибирск: Наука, 1980. 240 с.
190. Ситуационное состояние энергетической безопасности регионов России и пути ее обеспечения на современном этапе / А.Ю. Домников [и др.] // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем». 2000. №2(10). С. 14-21.
191. Скалкин Ф.В. Энергетика и окружающая среда / Ф.В. Скалкин, А.А. Канаев, И.З. Кропп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. 280 с.
192. Соловьев Л. С. Инновации в энергетике / Л.С. Соловьев // Эксперт Урал. 2004. № 20. С. 18.

193. Социально–экономические последствия реформирования экономики России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 146 с.

194. Справочник по общим методам анализа и синтеза надежности систем энергетики / под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. Т.1. 473 с.

195. Схема развития и размещения производительных сил Свердловской области на период до 2015 года / Министерство экономики и труда Свердловской области. Екатеринбург, 2002. 61 с.

196. Сценарий развития электроэнергетики России и оценка необходимых инвестиций / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ, 1994. 186 с.

197. Топливо-энергетический комплекс России: вчера, сегодня, завтра / Минтопэнерго РФ. М., 1996. 35 с.

198. Топливо-энергетический комплекс России: ключевые проблемы и перспективы развития. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995. Разд. 2: Современное состояние и потенциальные возможности развития отраслей ТЭК. 98 с.

199. Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее / Г.В. Агафонов [и др.]. Новосибирск: Наука, 1999. 354 с.

200. Указ Президента Российской Федерации «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественной монополии» № 426 от 1997 г. // Российская газета. 1997. № 88 (7 мая).

201. Указ Президента Российской Федерации «Основные направления энергетической политики Российской Федерации за до 2010 г.» № 472 от 07.05.95 // Российская газета. 1995. № 93 (16 мая).

202. Управление инвестициями / В.В. Шеремет [и др.]. В 2 т. М: Высшая школа, 1998. 345 с.

203. Управление программами и проектами / М.Л. Разу [и др.]. М.: ЮНИТИ, 1999. 306 с.

204. Управление проектами (зарубежный опыт) / под ред. В.Д. Шапиро.

СПб., 1993. 278 с.

205. Управление проектами / И.И.Мазур [и др.]. М.: ЮНИТИ, 2001. 365 с.

206. Управление проектами / под общ. ред. В.Д. Шапиро. СПб.: Два-Три, 1996. 420 с.

207. Управление электроэнергетикой в условиях рыночной экономики / Л.Д. Гительман [и др.]. Свердловск: Изд-во УрГУ, 1990. 176 с.

208. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ / под ред. И.С. Енюкова. М.: Финансы и статистика, 1989. 215 с.

209. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Российская газета. 1997. № 45 (28 марта).

210. Федоренко Н.П. Математика и кибернетика в экономике: словарь-справочник / Н.П. Федоренко. М.: Экономика, 1971. 224 с.

211. Фомина В.Н. Экономика энергетических компаний: учеб. пособие / В.Н. Фомина. М.: Изд-во ГУУ, 1998. 146 с.

212. Харман Г. Современный факторный анализ: пер. с англ. / Г. Харман. М.: Статистика, 1972. 487 с.

213. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России / В.В.Хлебников. М.: Гуманитар. Изд. Центр ВЛАДОС. 2005, 296 с.

214. Холмский Д.В. Критерии экономической эффективности в энергетике / Д.В. Холмский. Киев: Знание УССР, 1986. 20 с.

215. Хрилев Л.С. Теплофикационные системы / Л.С. Хрилев. М.: Энергоатомиздат, 1988. 272 с.

216. Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования / Е.М. Четыркин. М.: Статистика, 1975. 184 с.

217. Шапот Д.В. Методы исследования взаимосвязей экономики и энергетики / Д.В. Шапот, В.З. Беленький, А.М. Лукацкий // Изв. РАН. Энергетика. 1995. № 6. С. 13-23.

218. Шафраник Ю.К. Энергетическая безопасность России и СНГ / Ю.К. Шафраник // Энергетическая безопасность содружества независимых

государств: материалы Международного консультативного совещ., Москва, 13 мая 1996 г. М., 1996. С. 27–41.

219. Шевкоплясов П.М. Анализ рынка энергии региональной компании: учебно-методическое пособие / П.М. Шевкоплясов. СПб.: Сев.-Зап. филиал АО «ГВЦ Энергетики», 1998. 60 с.

220. Шеннон Р.С. Имитационное моделирование систем – искусство и наука / Р.С. Шеннон. М.: Мир, 1978. 418 с.

221. Экологические проблемы энергетики / под ред. А.А. Папина. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 322 с.

222. Экономическая безопасность региона: единство теории, методологии исследования и практики / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 1997. 240 с.

223. Экономическая безопасность регионов России в 1998 году. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 54 с.

224. Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под ред. А.П. Меренкова. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1996. 359 с.

225. Энергетика XXI века: условия развития, технология, прогнозы / Под ред. Н.И. Воропая, Новосибирск: «Наука», 2004. 280 с.

226. Энергетическая безопасность России (введение в проблему): Препринт / Н.И. Воропай [и др.]. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997. № 3. 57 с.

227. Энергетическая стратегия России (основные положения) / Межведомственная комиссия при Правительстве РФ по разработке программы развития энергетики. М.: Минтопэнерго РФ, 1994. 76 с.

228. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: Минтопэнерго РФ, 2000. 441 с.

229. A Guide to the Project Management Body of Knowledge. PMI Standards Committee. PMI, 2000. 231 p.

230. Beenackers A. Gasification Technologies for Heat and Power from

Biomass / A. Beenackers, K. Maniatis // Proceedings, 9th European Bioenergy Conference, Copenhagen, Denmark, 1996, Vol. 1, pp. 228-259.

231. Braid R.B. The importance of cumulative impact assessment and mitigation / R.B. Braid, M. Schweitzer, S.A. Garnes // Energy (Gr. Brit.). 1985. № 5. P. 643-652.

232. Energy Dictionary (World Energy Council). Paris: Jouve SI, 1992. 635 p.

233. Lance G.N. A general theory of classificatory sorting strategies. 1. Hierarchical systems / G.N. Lance, W.T Williams // Comput. J., 1967. Vol. 9, № 4. P. 373-380.

234. Laurmann J.A. Market penetration of primary energy and its role in the greenhouse warming problem. // Energy (Gr. Brit.). 1985. № 6. P. 761-775.

235. Quantify and Mitigate Power – Purchase Risks // IEEE Computer Application in Power. 1998. July. P. 52-58.

236. Russia and the EU Electricity Directive // IEEE Power Engineering Review. 2000. № 4. April. P. 19-21.

237. Suresh P. Babu Thermal Gasification of Biomass // IEA Bioenergy website: www.forestresearch.co.nz/ieabioenergy.

238. Ward J.H.Jr. Hierarchical grouping to optimize an objective function // J. Amer. Statist. Assoc. 1963. Vol. 58, No. 301. P. 236-244.

239. Williams W.T., Lambert J.M. Multivariate methods in plant ecology I. Association analysis in plant communities / W.T. Williams, J.M. Lambert // J. Ecology. 1959. Vol. 47, No. 1. P. 83-101.

240. www.necin.com.ua/rus/teplo_elektro_energy/gazoporsh/gazoporsh.htm.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Объекты мониторинга и система индикативных показателей

Объекты мониторинга состояния СКЭ и показатели

Объекты	Показатели
1	2
1. Генерация энергии	
1.1. Генерация электрической энергии	Установленная электрическая мощность
	Рабочая электрическая мощность
	Фактическое число часов работы генерирующих мощностей на период
1.2. Генерация тепловой энергии	Максимальная тепловая мощность энергоисточников (ТЭЦ, котельные)
2. Транспорт энергии	
2.1. Состояние электрических сетей	Износ электрических сетей
2.2. Состояние тепловых сетей	Износ тепловых сетей
2.3. Развитие электрических сетей	Расходы на строительство электрических сетей
2.4. Развитие тепловых сетей	Расходы на строительство тепловых сетей
3. Энергорынок	
3.1. Потребление энергии	Величина потребления электрической энергии на территории
	Максимум электрической нагрузки потребителей на территории
	Величина потребления тепловой энергии на территории

1	2
3.2. Уровень цен на энергию	Средние тарифы на электрическую энергию
	Средние тарифы на тепловую энергию
3.3. Электроэнергетические связи	Величина обеспечения территории электроэнергией за счет межтерриториальных поставок
4. Энергоэффективность	
4.1. Потребление топлива энергоисточниками	Расход угля
	Расход газа
	Расход мазута
4.2. Транспортировка энергии	Потери электроэнергии
	Потери тепловой энергии
5. Надежность	
5.1. Резервы мощности	Относительная величина резерва электрической мощности на ТЭЦ
	Относительная величина резерва тепловой мощности ТЭЦ (котельных)
5.2. Запасы топлива	Фактическое наличие запасов угля
	Фактическое наличие запасов мазута
5.3. Коммуникационные резервы	Резервы пропускной способности ЛЭП
	Резервы пропускной способности тепловых сетей
	Резервы пропускной способности газопроводов

1	2
5.4. Надежность	Недоставка потребителям электрической энергии
	Недоставка потребителям тепловой энергии
6. Экономика	
6.1. Уровень затрат	Себестоимость электрической энергии
	Себестоимость тепловой энергии
6.2. Производительность	Выручка от реализации энергии (электрической, тепловой)
	Средняя численность работников
6.3. Фондоотдача	Стоимость активной части ОПФ
6.4. Износ фондов	Доля активной части основных производственных фондов, выработавших свой ресурс
6.5. Инвестиции	Общая величина инвестиций
	Объем инвестиций в развитие и техническое перевооружение ОПФ
	Объем инвестиций в непроизводственную сферу
	Объем инвестиций в природоохранные мероприятия
6.6. Источники финансирования инвестиций	Структура источников инвестирования
6.6. Обновление фондов	Доля ОПФ, подлежащих замене в перспективный период (5-10 лет)
6.7. Развитие кадров	Затраты на подготовку и повышение квалификации работников

1	2
7. Финансы	
7.1. Финансовая устойчивость	Величина всех обязательств (кредиты, займы, кредиторская задолженность)
	Величина собственного капитала
	Собственные оборотные средства
	Общая величина оборотных средств
	Величина заемного финансирования
7.2. Ликвидность	
	Величина краткосрочных обязательств
	Величина денежных средств
	Величина краткосрочных ценных бумаг
	Сумма мобилизованных средств в расчетах с дебиторами
7.3. Деловая активность	
	Средняя стоимость дебиторской задолженности
	Средняя стоимость кредиторской задолженности
7.4. Рентабельность	
	Чистая прибыль
	Средняя стоимость активов
	Средняя стоимость собственных средств
7.5. Ценные бумаги	Цена обыкновенной акции на бирже
	Доход на акцию
	Цена облигации
	Объем выпуска облигаций
	Процентная ставка на облигации

Таблица П.1.2

Индикативные показатели и индикаторы мониторинга состояния СКЭ

Индикативный показатель	Индикатор
1	2
1. Генерация энергии	
Доля покрытия потребности в тепловой энергии от централизованных источников	Индекс изменения доли покрытия потребности в тепловой энергии от централизованных источников, %
Полезный отпуск электрической энергии	Индекс полезного отпуска электрической энергии
Полезный отпуск тепловой энергии	Индекс полезного отпуска тепловой энергии
Доля, занимаемая на рынке электрической энергии на территории	Индекс доли, занимаемой на рынке электрической энергии на территории
Доля, занимаемая на рынке тепловой энергии на территории	Индекс доли, занимаемой на рынке тепловой энергии на территории
2. Транспорт энергии	
Доля изношенных электрических сетей	Индекс доли изношенных электрических сетей
Доля изношенных тепловых сетей	Индекс доли изношенных тепловых сетей
Затраты в развитие электрических сетей	Индекс затрат в развитие электрических сетей
Затраты в развитие тепловых сетей	Индекс затрат тепловых
Потребление электрической энергии на территории	Индекс потребления электрической энергии на территории
Потребление тепловой энергии на территории	Индекс потребления тепловой энергии на территории

1	2
3. Энергорынок	
Обеспеченность территории электрической энергией	Индекс изменения доли собственных источников в балансе электроэнергии на территории
Отношение максимума электрической нагрузки к величине покрытия собственными энергоисточниками на территории	Индекс отношения максимума электрической нагрузки к величине покрытия собственными энергоисточниками на территории
Средний тариф на электрическую энергию за период	Индекс изменения среднего тарифа на электрическую энергию за период
Средний тариф на тепловую энергию за период	Индекс изменения среднего тарифа на тепловую энергию за период
4. Энергоэффективность	
Удельный расход угля	Индекс удельного расхода угля
Удельный расход газа	Индекс удельного расхода газа
Удельный расход мазута	Индекс удельного расхода мазута
5. Надежность и резервирование	
Отношение установленной мощности к максимальной фактической электрической нагрузке	Индекс отношения установленной мощности к максимальной фактической электрической нагрузке, %
Отношение установленной мощности к максимальной фактической электрической нагрузке	Индекс отношения тепловой мощности к максимальной фактической тепловой нагрузке, %

1	2
Отношение величины установленной мощности и пропускной способности межсистемных линий, связывающих территорию с другими территориями, к максимальной электрической нагрузке	Индекс отношения величины установленной мощности и пропускной способности межсистемных линий, связывающих территорию с другими территориями, к максимальной электрической нагрузке
Объем недопоставки потребителям электрической энергии	Индекс объема недопоставки потребителям электрической энергии
Объем недопоставки потребителям тепловой энергии	Индекс объема недопоставки потребителям тепловой энергии
Отношение фактического наличия запасов угля к нормативному	Индекс отношения фактического наличия запасов угля к нормативному
Отношение фактического наличия запасов мазута к нормативному	Индекс отношения фактического наличия запасов мазута к нормативному
6. Экономика	
Доля изношенного оборудования	Индекс доли изношенного оборудования, %
Отношение себестоимости проданной продукции к выручке от реализации	Индекс отношения себестоимости проданной продукции к выручке от реализации
Отношение выручки от реализации к средней численности работников	Индекс отношения выручки от реализации к средней численности работников
Отношение выручки от реализации продукции к средней стоимости активной части ОПФ	Индекс отношения выручки от реализации продукции к средней стоимости активной части ОПФ

1	2
Доля затрат на подготовку и повышение квалификации в общих затратах на развитие	Индекс доли затрат на подготовку и повышение квалификации в общих затратах на развитие
Общий объем инвестиций в энергокомпанию	Индекс общего объема инвестиций в энергокомпанию
Доля инвестиций в развитие и техническое перевооружение ОПФ в общей величине инвестиций	Индекс доли инвестиций в развитие и техническое перевооружение ОПФ в общей величине инвестиций
Доля инвестиций в производственную сферу в общей величине инвестиций	Индекс доли инвестиций в развитие и техническое перевооружение ОПФ в общей величине инвестиций
Доля инвестиций в природоохранные мероприятия в общей величине инвестиций	Индекс доли инвестиций в природоохранные мероприятия в общей величине инвестиций
Доля финансирования инвестиций за счет проектного финансирования в общем объеме инвестиций	Индекс доли финансирования инвестиций за счет проектного финансирования в общем объеме инвестиций
Доля финансирования инвестиций за счет корпоративного финансирования в общем объеме инвестиций	Индекс доли финансирования инвестиций за счет корпоративного финансирования в общем объеме инвестиций
Доля финансирования инвестиций за счет собственных средств в общем объеме инвестиций	Индекс доли финансирования инвестиций за счет собственных средств в общем объеме инвестиций
Доля финансирования инвестиций за счет бюджетного финансирования в общем объеме инвестиций	Индекс доли финансирования инвестиций за счет бюджетного финансирования в общем объеме инвестиций

1	2
7. Финансы	
Отношение всех обязательств (кредиты, займы и кредиторская задолженность) к собственным средствам (собственному капиталу)	Индекс отношения всех обязательств (кредиты, займы и кредиторская задолженность) к собственным средствам (собственному капиталу)
Отношение собственных оборотных средств к общей величине оборотных средств (коэффициент обеспеченности собственными средствами)	Индекс отношения собственных оборотных средств к общей величине оборотных средств
Отношение собственных оборотных средств к оборотным активам (коэффициент обеспеченности текущей деятельности собственными оборотными средствами)	Индекс отношения собственных оборотных средств к оборотным активам
Отношение заемного финансирования к валюте баланса (коэффициент задолженности)	Индекс отношения заемного финансирования к валюте баланса
Отношение денежных средств к текущим пассивам (краткосрочным обязательствам) (коэффициент абсолютной ликвидности)	Индекс отношения денежных средств к текущим пассивам (краткосрочным обязательствам)
Отношение денежных средств и краткосрочных ценных бумаг плюс суммы мобилизованных средств в расчетах с дебиторами к краткосрочным пассивам (коэффициент срочной ликвидности)	Индекс отношения денежных средств и краткосрочных ценных бумаг плюс суммы мобилизованных средств в расчетах с дебиторами к краткосрочным пассивам

1	2
Отношение оборотных средств (текущих активов) к краткосрочным обязательствам (текущим пассивам) (коэффициент текущей ликвидности)	Индекс отношения оборотных средств (текущих активов) к краткосрочным обязательствам (текущим пассивам)
Отношение выручки от реализации к средней стоимости дебиторской задолженности (коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности)	Индекс отношения выручки от реализации к средней стоимости дебиторской задолженности
Отношение выручки от реализации к средней стоимости кредиторской задолженности (коэффициент оборачиваемости кредиторской задолженности)	Индекс отношения выручки от реализации к средней стоимости кредиторской задолженности
Рентабельность активов (ROA)	Индекс отношения чистой прибыли к средней стоимости активов
Рентабельность собственных средств (ROE)	Индекс отношения чистой прибыли к средней стоимости собственных средств
Отношение текущей цены акции к доходу по ней (P/E)	Индекс отношения текущей цены акции к доходу по ней
Величина облигационного займа	Индекс величины облигационного займа

Таблица П.1.3

Объектно-структурная характеристика энергогенерирующих источников
ТГК-9

Наименование производственного фи- лиала	Электрическая мощ- ность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
1	2	3
<i>Пермский</i>	1359,4	6806,1
Березниковская ТЭЦ-2	119,5	645,8
Кизеловская ГРЭС-3	26	231,9
Березниковская ТЭЦ-4	29,2	276,4
Березниковская ТЭЦ-10	33	405
Закамская ТЭЦ-5	87	640,5
Пермская ТЭЦ-6 (вклю- чая ЛВК)	56,7	1145,5
Пермская ТЭЦ-9	447	1633,8
Пермская ТЭЦ-13	18	332,2
Пермская ТЭЦ-14	295	1029
Чайковская ТЭЦ-18	220	466
<i>Свердловский</i>	1230,12	7242
Нижнетуринская ГРЭС	284	510
Ново-Свердловская ТЭЦ	550	875
Богословская ТЭЦ	141	1 045
Качканарская ТЭЦ	50	552
Красногорская ТЭЦ	121	1 006
Первоуральская ТЭЦ	36	967
Артемовская ТЭЦ	-	120
Свердловская ТЭЦ	41,12	1 467

1	2	3
Верхотурская ГЭС	7	-
Свердловские тепловые сети	-	700
<i>Коми</i>	690	2812
Воркутинская ТЭЦ-1	25	176
Воркутинская ТЭЦ-2	270	429
Интинская ТЭЦ	18	171
Сосногорская ТЭЦ	377	313
Воркутинская ЦВК	-	410
Сыктывкарские ТС (ЦВК+19 котельных)	-	678,6
Ухтинские ТС (ЦВК+8 котельных)	-	634,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Методики кластерного и дискриминантного анализа

Методика проведения кластерного анализа

Главная идея процедуры кластерного анализа сводится к двум наиболее важным моментам: 1) образование единой меры, охватывающей ряд признаков; 2) количественное решение вопроса о группировке объектов наблюдения.

В использованной процедуре кластерного анализа все признаки объединяются с помощью некоторой «метрики» в один количественный показатель сходства (различия) группируемых объектов. Но без предварительного анализа качества нельзя начать исследование, поэтому признаки объединяются в одну группу. Таким образом, признаки подвергаются объединению с помощью некоторой «метрики» – евклидова расстояния [70].

Наиболее распространенным и разработанным из всех известных методов кластеризации является метод Варда [70, 159, 238]. Этот метод кластеризации построен на основе алгоритма посредством соотношения, содержащего меры расстояний d_{ij} . Рассмотрим вектор индикативных показателей $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$. Квадрат евклидова расстояния между X_i и X_j определяется по формуле

$$d_{ij}^2 = (X_i - X_j)^T \cdot (X_i - X_j) \quad (\text{П.2.1.1})$$

Согласно методу Варда [238] в качестве целевой функции применяется внутригрупповая сумма квадратов отклонений, которая понимается как сумма квадратов расстояний между каждой точкой (объектом) и средней по кластеру, содержащему этот объект. Этот метод предусматривает последовательную процедуру, согласно которой на каждом шаге объединяются такие два класса, которые приводят к минимальному увеличению целевой функции [159].

Объединение кластеров I и J ведет к увеличению целевой функции на величину W_{IJ} , которая задается равенством

$$W_{IJ} = \frac{n_I \cdot n_J}{n_I + n_J} \cdot (\bar{X}_I - \bar{X}_J)^T \cdot (\bar{X}_I - \bar{X}_J) = \frac{n_I \cdot n_J}{n_I + n_J} \cdot d_{IJ}^2, \quad (\text{П.2.1.2})$$

где $d_{IJ}^2 = (\bar{X}_I - \bar{X}_J)^T \cdot (\bar{X}_I - \bar{X}_J)$.

Начиная с матрицы квадратов евклидовых расстояний (см. табл. П.2.1) $D = \{d_{ij}^2, i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, n\}$, процедура заключается в объединении таких кластеров I_p и I_q , для которых $d_{pq}^2 = 2W_{pq}$ минимально.

Таблица П.2.1

Значения d_{ij}^2

	I_1	I_2	I_3	\dots	I_n
I_1	0	d_{12}^2	d_{13}^2	\dots	d_{1n}^2
I_2	-	0	d_{23}^2	\dots	d_{2n}^2
I_3	-	-	0	\dots	d_{3n}^2
\dots	-	-	-	\dots	-
I_n	-	-	-	\dots	0

Окончательный алгоритм, по которому проводится группировка записывается следующим образом:

1. Определяется $d_{pq}^2 = \min\{d_{ij}^2\}, i = 1, \dots, j-1; j = 2, \dots, n; n_i > 0; n_j > 0$.

2. Увеличение целевой функции при объединении двух кластеров I_p и I_q рассчитывается по формуле (П.2.1.2):

$$W_{pq} = \frac{1}{2} \cdot d_{pq}^2. \quad (\text{П.2.1.3})$$

3. I_p заменяется на I'_p ; строка $\{d_{ip}^2\}$ и столбец $\{d_{pj}^2\}$ матрицы D пересчитывается по формуле (П.2.1.4) $i = 1, 2, \dots, P-1; n_i > 0; j = P+1, \dots, n; j \neq Q; n_j > 0$

$$d_{ip}^2 = 2W_{ir} = \frac{2}{(n_i + n_r)} \cdot [(n_i + n_p)W_{ip} + (n_i + n_q)W_{iq} - n_i W_{pq}] =$$

$$\frac{1}{n_i + n_r} [(n_i + n_p)d_{ip}^2 + (n_i + n_q)d_{iq}^2 - n_i d_{pq}^2] \quad (\text{П.2.1.4})$$

4. Полагаем $n_p = n_p + n_q$ и $n_q = 0$; кластер I_q превращается в недействительное множество.

5. Записываем элементы кластера I_q в кластер I'_p , возвращаемся к первому этапу и повторяем процедуру $n-2$ раз.

Методика проведения дискриминантного анализа

Проведение дискриминантного анализа основано на определении канонических направлений в исходном пространстве признаков (индикаторов), удовлетворяющих следующему критерию [69]:

$$F = \frac{D_{\text{МК}}}{D_{\text{ВК}}} \rightarrow \max, \quad (\text{П.2.1.5})$$

где $D_{\text{МК}}$ – дисперсия между классами; $D_{\text{ВК}}$ – дисперсия внутри классов.

При определении пороговых значений параметров, а также для взаимосвязанных показателей нормальное распределение вероятности в многомерном пространстве записывается в матричном виде следующим образом [17]:

$$p(x) = (2\pi)^{-\frac{m}{2}} |S|^{-\frac{1}{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} (X - M)^T S^{-1} (X - M) \right], \quad (\text{П.2.1.6})$$

где M – вектор математического ожидания значений индикаторов обучающей выборки класса; S – ковариационная матрица; X – вектор параметров, описывающий ситуацию в пространстве $\{R^m\}$.

Обычно предполагают, что стоимости правильных решений по распознаванию ситуации равны нулю, а цены потерь от неправильной классификации и априорные вероятности появления объекта того или иного класса в решаемой задаче могут быть приняты равными. Тогда в соответствии с критерием Байеса [18] пороговое значение, отделяющее один класс от другого (например, класс нормального и переходного состояний), по независимому параметру, может быть определено из соотношения

$$\frac{\int_{x_{\text{ПК}}^0}^{+\infty} p_{\text{Н}}(x) dx}{\int_{x_{\text{П}}^0}^{+\infty} p_{\text{П}}(x) dx} = 1. \quad (\text{П.2.1.7})$$

Подставив в него выражения (П.2.1.6) для одномерного пространства и выполнив некоторые преобразования с использованием свойств функции нормального закона распределения, можно получить интегральное уравнение

$$\int_{\mu_H}^{x_\Pi^0} \frac{1}{\sigma_H \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu_H)^2}{2\sigma_H^2}\right] dx = \int_{x_\Pi^0}^{\mu_\Pi} \frac{1}{\sigma_\Pi \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu_\Pi)^2}{2\sigma_\Pi^2}\right] dx. \quad (\text{П.2.1.8})$$

где μ_H , μ_Π – математическое ожидание пороговых значений.

Решение данного уравнения относительно x_Π^0 может быть найдено численным интегрированием. В результате исследований, проведенных совместно с группой системных исследований в энергетике Института теплофизики УрО РАН (д.т.н., проф. А.Л.Мызин, к.т.н., с.н.с. П.Е.Мезенцев) установлено, что его решение сходится, при уменьшении шага интегрирования, к решению уравнения:

$$\exp\left(-\frac{(x-\mu_H)^2}{\sigma_H^2}\right) = \exp\left(-\frac{(x-\mu_\Pi)^2}{\sigma_\Pi^2}\right). \quad (\text{П.2.1.9})$$

Таким образом, можно записать уравнения поверхности F раздела классов в многомерном пространстве:

$$(X - M_H)^T S_H^{-1} (X - M_H) = (X - M_\Pi)^T S_\Pi^{-1} (X - M_\Pi). \quad (\text{П.2.1.10})$$

Пороговые значения определяются, как координаты точки A – пересечения разделяющей поверхности F классов с линией, проходящей через центры кластеров с координатами M_H и M_Π (см. рис. 3.3)

В соответствии с уравнениями прямой, проходящей через две точки в пространстве [10], получим

$$\frac{X - M_H}{M_\Pi - M_H} = b. \quad (\text{П.2.1.11})$$

Выполнив соответствующие преобразования, получим уравнения для определения координат порогового значения, разделяющего классы нормального и переходного состояний:

$$X = b(M_\Pi - M_H) + M_H, \quad (\text{П.2.1.12})$$

где b – параметр прямой.

Далее путем преобразований получаем квадратное уравнение относительно b :

$$b^2(C_H - C_\Pi) + 2bC_\Pi - C_\Pi = 0, \quad (\text{П.2.1.13})$$

где $C_H = (M_\Pi - M_H)^T S_H^{-1} (M_\Pi - M_H)$, $C_\Pi = (M_\Pi - M_H)^T S_\Pi^{-1} (M_\Pi - M_H)$.

Корень, удовлетворяющий условию $0 \leq b_0 \leq 1$, соответствует точке пересечения прямой и разделяющей поверхности. Используя его и соотношение (П.1.13) можно определить координаты точки пересечения разделяющей поверхности и прямой соединяющей центры кластеров нормального и переходного состояний (X_Π^0) (см. рис. 3.3):

$$X_\Pi^0 = b_0(M_\Pi - M_H) + M_H. \quad (\text{П.2.1.14})$$

Для определения координат точки пересечения разделяющей поверхности и прямой соединяющей центры кластеров переходного и критического состояний (X_K^0), используется аналогичная процедура вычислений.

Полученные координаты точек пересечения в дальнейшем используются для построения радиусов разделяющей поверхности – гипершара. При этом длина радиуса будет соответствовать пороговым значениям.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Прогнозирование уровня конкурентоспособности

когенерационных энергоисточников

Алгоритм кластеризации показателей

Алгоритм кластеризации разработан в соответствии с математическим описанием метода кластер-анализа (по центрам группирования и ближайших соседей), блок-схема которого показана на рис П.3.1.

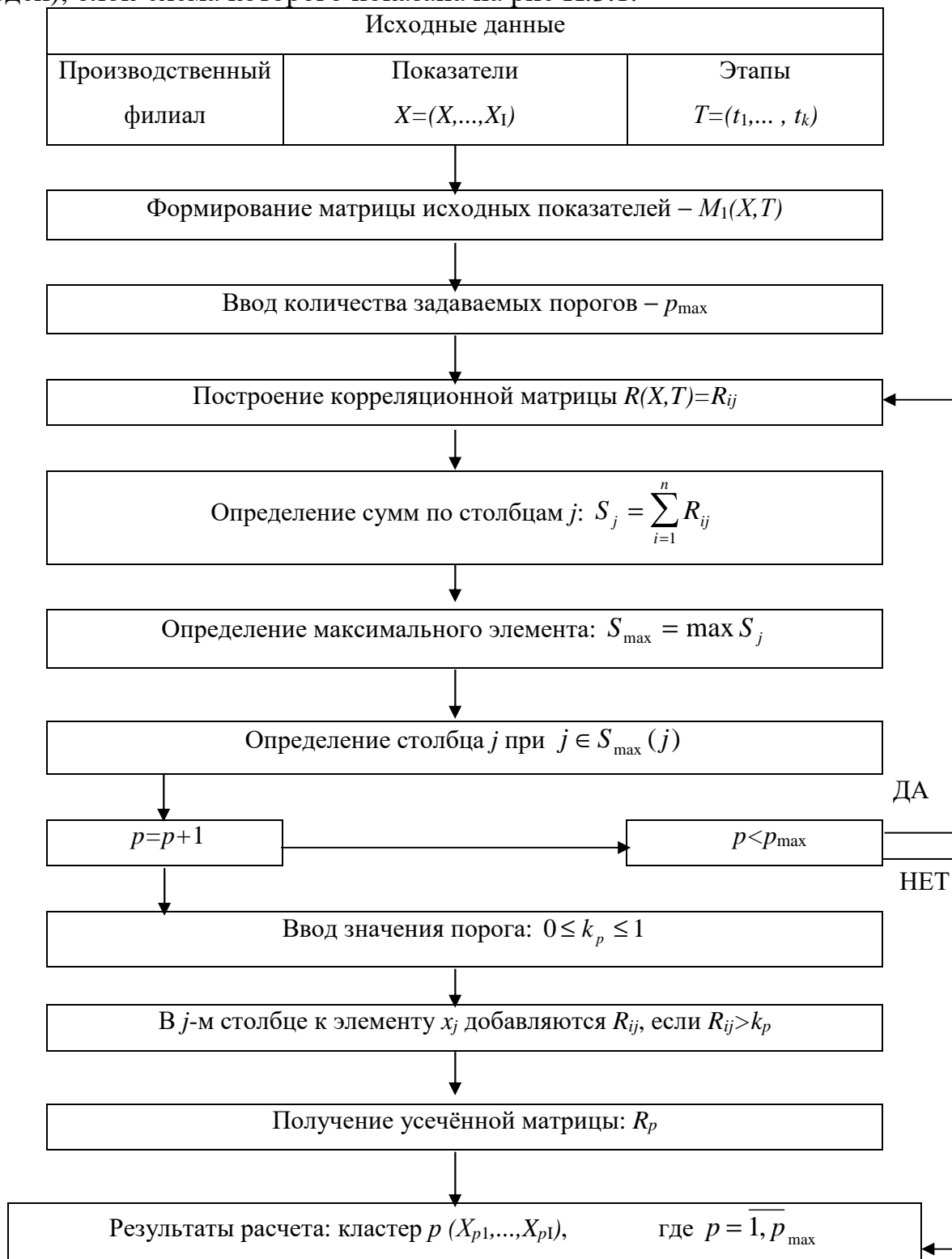


Рис. П.3.1. Блок-схема алгоритма кластерного анализа

Таблица П.3.1

но-регрессионных моделей по вариантам финансирования инвестиций в ТГК-9

Коэффициенты при независимых переменных										Статистические характеристики			
	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6	F_7	X_1	X_2	X_3	δ , %	R , о.е.	R^2 , о.е.	$F_{\text{расч}}$
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	0,078	0,547	-0,786	1,478	2,847	0,891	0,647	-4,874	3,064	2,24	0,997	0,994	19,10
98	0	-0,514	-0,231	0,852	1,011	0,547	0,595	3,541	-2,47	2,02	0,975	0,952	36,70
78	-0,084	0	1,244	0,684	0,874	-1,652	0,098	-1,274	1,058	1,20	0,996	0,944	581,1
74	0,687	0,014	0	0,257	1,564	1,953	0,413	0,869	-1,862	0,84	0,997	0,996	495,2
47	0,478	0,087	-0,852	0	-0,985	0,842	-0,864	2,587	0,745	3,21	0,995	0,990	118,9
62	0,147	-1,587	1,364	0,073	0	0,149	0,478	-1,997	0,368	2,54	0,996	0,994	252,4
59	-0,357	1,654	0,682	0,477	-0,657	0	1,695	0,975	-1,247	1,41	0,995	0,990	587,3
	-0,094	0,754	0,865	-1,028	-1,654	0,958	-0,974	2,088	1,668	3,44	0,920	0,847	21,4
56	0	-0,064	1,743	0,698	2,985	-1,695	0,458	0,758	0,587	2,51	0,960	0,922	37,4
37	0,942	0	0,689	-0,025	0,086	-1,975	0,997	-0,657	1,397	1,82	0,994	0,989	563,4

Окончание табл. П.3.1

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Y_4	0,647	2,541	0,853	-0,789	0	2,871	0,658	-0,047	2,587	4,687	-0,144	1,87	0,990	0,984	340,7
	Y_5	-1,258	1,589	0,951	0,651	0,798	0	-0,654	0,849	1,658	0,354	0,698	1,48	0,998	0,997	120,5
	Y_6	0,984	-0,547	0,024	-0,048	1,056	1,596	0	-0,365	1,963	-1,007	0,820	1,44	0,897	0,996	370,4
	Y_7	6,841	-2,365	-0,123	0,067	0,247	0,047	2,874	0	0,957	0,963	0,471	1,05	0,994	0,989	784,4
Коми	Y_1	4,487	0	0,087	0,478	1,657	0,368	0,851	0,047	0,866	-1,956	0,075	1,62	0,984	0,948	147,2
	Y_2	0,782	0,987	0	-0,214	0,958	1,872	0,124	-0,938	1,478	2,356	1,845	1,78	0,947	0,951	257,6
	Y_3	1,975	1,008	0,261	0	1,298	-0,998	0,047	1,291	1,845	-0,047	0,875	2,04	0,932	0,938	37,9
	Y_4	-2,337	0,864	-0,024	0,628	0	0,658	0,829	0,845	1,362	0,982	-1,856	1,98	0,994	0,972	68,7
	Y_5	0,471	1,687	0,017	0,925	0,874	0	0,473	-0,965	0,856	-0,851	0,854	2,47	0,961	0,917	144,7
	Y_6	5,658	1,314	0,841	0,864	-1,875	-1,783	0	0,968	1,544	0,427	0,347	1,85	0,996	0,963	268,3
	Y_7	1,158	0,658	0,941	0,081	-2,874	0,856	0,084	0	2,587	-1,007	0,049	1,91	0,993	0,991	315,5

Примечание. δ – средняя относительная ошибка; R^2 – множественный коэффициент детерминации;

R – коэффициент множественной корреляции.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**Формирование переменных оптимизационной
объектно-структурной модели**

Градации признаков переменных ООСМ

Признак	Обо- значе- ние	Градация		
		Количе- ство	Перечень КЭИ	Шифр индекса
1	2	3	4	5
1. Наименова- ние объекта	<i>i</i>	24	1. Ново-Свердловская ТЭЦ	НС
			2. Нижнетуринская ГРЭС	НТ
			3. Красногорская ТЭЦ	КГ
			4. Богословская ТЭЦ	БГ
			5. Качканарская ТЭЦ	КЧ
			6. Первоуральская ТЭЦ	ПУ
			7. Свердловская ТЭЦ	СВ
			8. Березовская ТЭЦ-2	Б2
			9. Кизеловская ГРЭС	КИ
			10. Березовская ТЭЦ-4	Б4
			11. Закамская ТЭЦ-5	ЗК
			12. Пермская ТЭЦ-6	П6
			13. Пермская ТЭЦ-9	П9
			14. Березовская ТЭЦ-10	Б10
			15. Соликамская ТЭЦ-11	С11
			16. Соликамская ТЭЦ-12	С12
			17. Пермская ТЭЦ-13	П13
			18. Пермская ТЭЦ-14	П14
			19. Чайковская ТЭЦ	ЧК
			20. Воркутинская ТЭЦ-1	В1
			21. Воркутинская ТЭЦ-2	В2
			22. Интинская ТЭЦ	ИТ
			23. Сосногорская ТЭЦ	СГ
			24. Новая ТЭЦ	Н

1	2	3	4	5
2. Типоразмеры оборудования	<i>a</i>	5	1. ПСУ, всего ПСУ, МВт: ≤100 150-200 2. ПГУ-ТЭЦ 3. ГТУ-ТЭЦ 4. Котельные	С 1 2 П Г К
3. Вид топлива	<i>q</i>	3	1. Газ 2. Уголь 3. Газ и уголь	Г У У
4. Инженерно-строительные условия	<i>s</i>	6	1. Существующее оборудование 2. Техническое перевооружение электростанций: 2.1. Демонтаж 2.2. Продление сроков службы 2.3. Замена оборудования 3. Новое оборудование 3.1. На существующих площадках 3.2. На новых площадках	С Д П З Н Н
5. Режим работы	<i>j</i>	4	1. Всего 2. Базисный 3. Полупиковый (маневренный) 4. Пиковый	В Б М П
6. Временной этап	<i>t</i>	5	–	1-5

Пример шифрования переменной X_{iaqsjt} – переменная $X_{НС1ГТМ1}$: НС – Ново-Свердловская ТЭЦ; – типоразмер оборудования 100 МВт; Г – газовое топливо; П – продление сроков службы за счет модернизации; М – полупиковый режим работы; 1 – первый этап расчета.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Оценка экономической эффективности развития когенерационных энергоисточников

Таблица П.5.1

Характеристика альтернативных вариантов развития КЭИ на природном газе

Показатель	Вариант и его назначение					
	Техническое перевооружение				Новая ТЭЦ	
	1 (г)	2 (г)	3.1 (г)	3.2 (г)	4.1 (г)	4.2 (г)
	Продление сроков эксплуатации	Восстановление мощности	Расширение		Альтернативный источник	
1. Общая техническая характеристика	Модернизация оборудования	Замена оборудования с сохранением типоразмеров	Установка нового оборудования		ПТУ	ПГУ
			ПТУ	ПГУ		
2. Площадочные условия	В существующем главном корпусе		В новом главном корпусе		На новой площадке	
3. Энергетическое оборудование:						
3.1. Тип основного оборудования	T-100-130	T-100-130	T-250-240	ПГУ-170	T-250-240	ПГУ-170
3.2. Число турбоагрегатов, ед.	5	5	2	3	2	3
4. Установленная мощность ТЭЦ, МВт	500	500	500	510	500	510

Характеристика альтернативных вариантов развития КЭИ на углях

Показатель	Вариант и его назначение					
	Техническое перевооружение				Новая ТЭЦ	
	1 (y)	2 (y)	3.1 (y)	3.2 (y)	4.1 (y)	4.2 (y)
	Продление сроков эксплуатации	Восстановление мощности	Расширение		Альтернативный источник	
1. Общая техническая характеристика	Модернизация оборудования	Замена оборудования с сохранением типоразмеров	Установка нового оборудования		Газоочистка	Газификация топлива
			Газоочистка	ЦКС		
2. Площадочные условия	В существующем главном корпусе		В новом главном корпусе		На новой площадке	
3. Энергетическое оборудование: 3.1. Тип основного оборудования 3.2. Число турбоагрегатов, ед.	T-100-130 5	T-100-130 5	T-250-240 2	T-250-240 2	T-250-240 2	ПГУ-170 3
4. Установленная мощность, МВт	500	500	500	500	500	510

Таблица П.5.3

Анализ чувствительности дисконтированных показателей проекта к изменению отдельных параметров (норма дисконта 10 %)

№ п/п	Фактор	Изменение параметра	Эи	ВНД	T _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использования установленной мощности	-20%	1 405,2	12,0	21,0	-6 362,8	7 038,1
2	Общие издержки	+20%	5 347,5	17,2	12,4	-5 979,9	6 798,5
3	Цена топлива (переменные издержки)	+20%	8 314,1	20,8	10,2	-5 691,8	6 798,5
4	Постоянные издержки	+20%	9 487,3	22,2	9,6	-5 577,9	5 983,8
5	Величина капитальных вложений	+20%	9 521,6	22,3	9,6	-5 573,8	7 163,6
6	Срок ввода очередей	+1 год	10 595,9	21,6	10,1	-6 586,5	3 989,23
7	Исходный расчет	-	12 454,0	25,6	8,6	-5 289,8	5 983,8

Таблица П.5.4

Результаты анализа чувствительности показателей проекта к изменению отдельных параметров (норма дисконта 10 %)

№ п/п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и (%)	ВНД (%)	Т _{ок} (%)	МДО (%)	НБ (%)
1	Число часов использования установленной мощности	4,44	2,66	7,21	1,01	0,88
2	Общие издержки	2,85	1,64	2,21	0,65	0,68
3	Цена топлива (переменные издержки)	1,66	0,94	0,93	0,38	0,68
4	Постоянные издержки	1,19	0,66	0,58	0,27	0,00
5	Величина капитальных вложений	1,18	0,64	0,58	0,27	0,99
6	Срок ввода очереди	1,24	1,30	1,45	2,04	2,78

Таблица П.5.5

Анализ чувствительности дисконтированных показателей проекта к изменению отдельных параметров (норма дисконта 20 %)

№ п/п	Фактор	Изменение параметра	Эи	ВНД	Т _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использования установленной мощности	-20%	-2 087,6	12,0	31,2	-4 706,7	7 038,1
2	Общие издержки	+20%	-635,3	17,2	45,0	-4 450,9	6 798,5
3	Цена топлива (переменные издержки)	+20%	457,4	20,8	17,7	-4 258,4	6 798,5
4	Срок ввода очереди	+1 год	770,2	21,6	16,2	-4 869,1	3 989,2
5	Постоянные издержки	+20%	889,6	22,2	14,5	-4 182,3	5 983,8
6	Величина капитальных вложений	+20%	904,9	22,3	14,4	-4 179,6	7 163,6
7	Исходный расчет	-	1 982,5	25,6	11,0	-3 917,1	5 983,8

Таблица П.5.6

Результаты анализа чувствительности показателей проекта к изменению отдельных параметров (норма дисконта 20 %)

№ п/ п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и (%)	ВНД (%)	Т _{ок} (%)	МДО (%)	НБ (%)
1	Число часов использования установленной мощности	10,27	2,66	9,18	1,01	0,88
2	Общие издержки	6,60	1,64	15,45	0,68	0,68
3	Цена топлива (переменные издержки)	3,85	0,94	3,05	0,44	0,68
4	Срок ввода очередей	6,79	1,74	5,25	2,70	3,70
5	Постоянные издержки	2,76	0,66	1,59	0,34	0,00
6	Величина капитальных вложений	2,72	0,64	1,55	0,34	0,99

Таблица П.5.7

Исходные данные для проведения многокритериального анализа

Показатели	Альтернативные варианты			
	1	2	3	4
<i>1. Энергетический</i>				
1.1. Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	360±36	330±33	247±24,7	256±25,6
1.2. Коэффициент готовности, %	79±7,9	77±7,7	83±8,3	80±8,0
1.3. Выработка электрической энергии, млрд. кВт·ч/год	3,0±0,3	3,2±0,32	3,5±0,35	3,4±0,34
1.4. Выработка тепловой энергии на начальном этапе, млн. Гкал/год	4,4±0,44	4,6±0,46	3,1±0,31	3,0±0,30
1.5. Срок службы, лет	15±1,5	25±2,5	30±3,0	30±3,0
<i>2. Экологический</i>				
2.1. Удельные выбросы окислов азота, г/МДж	125±12,5	145±14,5	92±9,2	96±9,6
2.2. Цена условного выброса, дол./у.т.	3,3±0,33	3,8±0,38	2,3±0,23	2,3±0,23
2.3. Удельная плата за земельные ресурсы, тыс. дол./га	1,3±0,13	1,3±0,13	6±0,6	6±0,6
2.4. Дополнительная потребность в земле, га	0	0	10±10	100±10
<i>3. Экономический</i>				
3.1. Удельные капиталовложения, дол./кВт	270±27	800±80	490±49	550±55
3.2. Себестоимость, дол.×10 ⁻³ /кВт ч	8,9±0,8	6,8±0,6	5,4±0,5	5,7±0,5
3.2. Интегральный эффект, дол.×10 ⁻³ /кВт·ч	25±2,5	22±2,2	24±2,4	33±3,3
3.3. Интегральные затраты, дол.×10 ⁻³ /кВт·ч	11,4±1,14	23,2±2,32	14,6±1,46	18,6±1,86

Результаты многокритериального анализа вариантов развития КЭИ

Веса критериев, %															Степени недоминируемости альтернативных вариантов			
1. Энергетический в т.ч. по подкритериям					2. Экологический в т.ч. по подкритериям					3. Экономический в т.ч. по подкритериям					1	2	3	4
Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.	Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.	Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.				
0	0	0	0	0	50	12,5	13	12,5	12,5	50	12,5	12,5	13	12,5	0,76	0,69	1	0,69
25	6,25	6,25	6,3	6,3	37,5	9,38	9,4	9,38	9,38	37,5	9,38	9,38	9,4	9,38	0,81	0,76	1	0,79
50	12,5	12,5	13	13	25	6,25	6,3	6,25	6,25	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,78	0,75	1	0,83
75	18,8	18,8	19	19	12,5	3,13	3,1	3,13	3,13	12,5	3,13	3,13	3,1	3,13	0,76	0,79	1	0,92
100	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,73	0,81	0,99	0,96
50	12,5	12,5	13	13	0	0	0	0	0	50	12,5	12,5	13	12,5	0,91	0,89	1	0,78
37,5	9,38	9,38	9,4	9,4	25	6,25	6,3	6,25	6,25	37,5	9,38	9,38	9,4	9,38	0,81	0,77	1	0,79
25	6,25	6,25	6,3	6,3	50	12,5	13	12,5	12,5	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,66	0,70	1	0,78
12,5	3,13	3,13	3,1	3,1	75	18,8	19	18,8	18,8	12,5	3,13	3,13	3,1	3,13	0,4	0,62	0,95	0,75
0	0	0	0	0	100	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0,3	0,49	0,92	0,74
50	12,5	12,5	13	13	50	12,5	13	12,5	12,5	0	0	0	0	0	0,56	0,64	1	0,84
37,5	9,38	9,38	9,4	9,4	37,5	9,38	9,4	9,38	9,38	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,75	0,72	1	0,82
25	6,25	6,25	6,3	6,3	25	6,25	6,3	6,25	6,25	50	12,5	12,5	13	12,5	0,85	0,79	1	0,76
12,5	3,13	3,13	3,1	3,1	12,5	3,13	3,1	3,13	3,13	75	18,8	18,8	19	18,8	0,99	0,84	0,99	0,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	25	25	25	25	1	0,74	0,98	0,45

Основные технико-экономические показатели ГТУ-ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателей, размерность	Значение
1	2	3
1	Установленная электрическая мощность (2× <i>SGT-700 Siemens</i>), МВт	58
2	Число часов работы в году, час	8080
3	Годовой отпуск тепла всего, тыс. Гкал	378,3
4	Тепло для отопления зданий и сооружений ГТУ-ТЭЦ, Гкал/год	4110
5	Годовая выработка электроэнергии, всего, млн. кВт·ч	484,2
6	Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, всего млн. кВт·ч/год (%)	4,8 (1,0)
7	Годовой отпуск электроэнергии всего, млн. кВт·ч	479,4
8	Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.	173,2
9	Годовой расход натурального топлива, млн. м ³ ($Q_H=8011,5$ ккал/м ³ при $t=20^\circ\text{C}$, $Q_{\text{гоа}}=7000/8011,5 \cdot 173,2$)	151,3
10	Удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал	160
11	Удельный расход условного топлива на отпуск электро- энергии, г у.т./кВт·ч	235,0
12	Коэффициент использования топлива, % $(\text{Эвыр} \cdot 0,86 + D_{\text{отп}}) / 7 \cdot 173,2 = (484,2 \cdot 0,86 + 378,3) / 7 \cdot 173,2$	65,5
13	Стоимость строительства без НДС, млн. руб.	1173,736
14	Стоимость строительства с НДС (18%), млн. руб.	1266,236
15	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности (без НДС), долл./кВт	605,1

1	2	3
16	Производственные издержки, всего, млн. руб. в том числе: – амортизация ($1173,736 \cdot 4,5\%$) – затраты на топливо ($119,5 \cdot 1,047 = 143,312$) – заработная плата	263,632 53,053 181,444 3,943
17	Расчетная себестоимость единицы продукции: – тепловой энергии, руб./Гкал – электроэнергии, коп./кВт·ч	434,89 63,0
18	Тариф на отпускаемую электроэнергию (усредненный), коп./кВт·ч	149,5
19	Стоимость топлива, руб./т у.т.	1047,6
20	Выручка от реализации продукции (экономия за счет потребления и продажи электроэнергии от собственного энергоисточника), млн. руб. ($479,4 \cdot 1,166$)	558,98
21	Экономия топлива за счет использования тепла уходящих газов, тыс. т у.т. млн. руб. ($54 \cdot 1,047$)	54,0 56,615
22	Чистая прибыль, млн. руб. ($56,615 + 558,98 - 263,6$) $\cdot 0,76$	267,51
23	Срок окупаемости затрат на строительство (без дисконтирования), лет ($1173,736 / 267,51$)	4,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Методика многокритериального анализа вариантов развития когенерационных энергоисточников в нечеткой среде

При решении задач в нечеткой среде считается, что множество альтернатив X и множество критериев K являются четкими (обычными) и конечными, а критериальные оценки альтернатив – нечеткими подмножествами универсальных множеств оценок, представляющих собой формализацию нечеткого понятия «значение оценки альтернативы близко к a ». Разработанный алгоритм многокритериального анализа основывается на следующих условиях: пусть задано n альтернатив и выбор необходимо осуществить по m критериям. Оценки альтернатив по критериям задаются значением (a), доверительным интервалом (d) и граничным значением функции принадлежности (γ).

Нечеткое значение оценки описывается функцией принадлежности вида [52, 54, 124, 159]:

$$f(x) = \exp(b(x - c)^2). \quad (\text{П.6.1})$$

Коэффициенты функции определяются из условий

$$f(a) = 1, \quad f(a \pm d) = \gamma, \quad (\text{П.6.2})$$

где γ – значение функции принадлежности на границах интервала.

На основании этой информации по всем критериям находятся бинарные нечеткие отношения предпочтения, которые ввиду конечности множества альтернатив можно записать в виде квадратной матрицы.

Значения элементов матрицы нечеткого отношения предпочтения рассчитываются по формуле

$$r_{ij}^k = \sup_{x_i, x_j \in X} [\min\{\mu_i^k(x_i), \mu_j^k(x_j), \mu_R^k(x_i, x_j)\}], \quad (\text{П.6.3})$$

где $\mu_i^k(x_i), \mu_j^k(x_j)$ – функции принадлежности оценок i -й и j -й альтернатив по критерию k ; $\mu_R^k(x_i, x_j)$ – значение функции принадлежности отношения

предпочтения для i -й и j -й альтернатив, заданное на множестве оценок по k -му критерию.

В задачах энергетики обычно отношение предпочтения можно привести к обычному порядку (\leq), тогда формула (П.6.3) принимает вид

$$r_{ij}^k = \sup_{\substack{x_i, x_j \in X \\ x_i \geq x_j}} \left[\min \left\{ \mu^k(x_i), \mu^k(x_j) \right\} \right]. \quad (\text{П.6.4})$$

Из формулы (П.6.4) следует, что если максимум функции принадлежности i -й альтернативы находится правее, то $r_{ij}^k = 1$, в противном случае $r_{ij}^k = \mu_i(x_{\varepsilon})$, где x_{ε} – абсцисса точки пересечения функций принадлежности рассматриваемых альтернатив.

Таким образом, будут получены матрицы нечетких отношений предпочтения по всем критериям:

$$\mu_R(x, y) = \begin{vmatrix} 1 & \mu_R(x_1, x_2) & \cdots & \mu_R(x_1, x_n) \\ \mu_R(x_2, x_1) & 1 & \cdots & \mu_R(x_2, x_n) \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \mu_R(x_m, x_1) & \mu_R(x_m, x_2) & \cdots & 1 \end{vmatrix} \quad (\text{П.6.5})$$

На основании этих отношений можно получить оценки недоминируемости рассматриваемых альтернатив. Для этого целесообразно использовать алгоритм, состоящий из следующих этапов [62, 124]:

1. Строятся нечеткие отношения предпочтения (F) и взвешенного объединения (Q) исходных отношений предпочтения, определяющие множество эффективных альтернатив и ранжировку альтернатив в этом множестве соответственно

$$\mu_F(x, y) = \min \{ \mu_i(x, y), \dots, \mu_m(x, y) \} \quad (\text{П.6.6})$$

$$\mu_Q(x,y) = \sum_{i=1}^m \lambda_j \mu_j(x,y), \quad (\text{П.6.7})$$

где λ_j – оценка важности критерия j , $\lambda_j \in [0, 1]$.

2. Определяются нечеткие подмножества недоминируемых альтернатив в указанных множествах:

$$\mu_F^{\text{НД}}(x) = 1 - \sup_{y \in X} [\mu_F(y,x) - \mu_F(x,y)], \quad (\text{П.6.8})$$

$$\mu_Q^{\text{НД}}(x) = 1 - \sup_{y \in X} [\mu_Q(y,x) - \mu_Q(x,y)]. \quad (\text{П.6.9})$$

3. Находится пересечение множеств $\mu_F^{\text{НД}}(x)$ и $\mu_Q^{\text{НД}}(x)$:

$$\mu^{\text{НД}}(x) = \min\{\mu_F^{\text{НД}}(x), \mu_Q^{\text{НД}}(x)\}. \quad (\text{П.6.10})$$

4. Рациональным считаются выборы альтернатив из множества:

$$X^{\text{НД}} = \left\{ \mu_{\text{НД}}(x) = \sup_{x' \in X} [\mu^{\text{НД}}(x')] \right\}. \quad (\text{П.6.11})$$

Таким образом, решением задачи будет являться альтернатива с максимальной степенью недоминируемости.

Поставленная задача решалась при условии, что критерии имеют различную важность.

Для сравнения альтернативных вариантов необходимо рассчитать коэффициенты функции принадлежности (П.6.1) по условию ограниченности ее значений (П.6.2):

$$\exp(b(a-c)^2) = 1. \quad (\text{П.6.12})$$

Решая уравнение (П.6.12) при $b \neq 0$, получаем $c = a$, где $a = (p_1 + p_2)/2$ – середина интервала неопределенности оценки по критерию (рис. П.6.1).

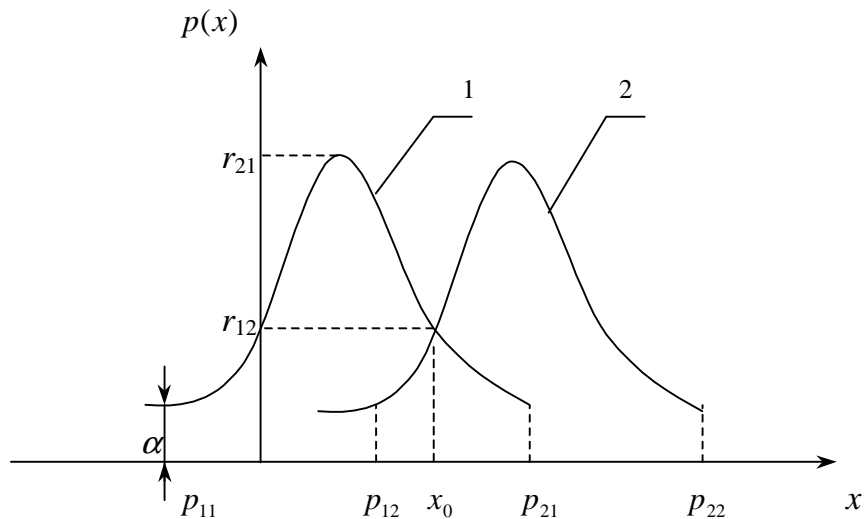


Рис. П.6.1. Определение значения бинарного отношения предпочтения для альтернатив 1 и 2

Для определения кривизны функции принадлежности запишем ее значение на конце интервала неопределенности в виде

$$f(p) = \exp(b \cdot (p - c)^2) = \alpha, \quad (\text{П.6.13})$$

откуда получаем коэффициент b :

$$b = \frac{\ln \alpha}{(p - c)^2}. \quad (\text{П.6.14})$$

Далее задается значение функции принадлежности на конце интервала неопределенности $\alpha = 0,05$ и рассчитываем значения коэффициентов по всем критериям для всех альтернатив.

Из формулы (П.6.9) следует, что значение элемента бинарного отношения предпочтения при сравнении i -й альтернативы с j -й определяется как значение функции принадлежности в точке пересечения при $a_i < a_j$ и 1 при $a_i \geq a_j$.

Таким образом, аргумент для расчета элемента бинарного отношения предпочтения (x_0) рассчитывается из уравнения

$$e^{b_1(x_0 - c_1)^2} = e^{b_2(x_0 - c_2)^2}, \quad (\text{П.6.15})$$

$$(b_1 - b_2)x_0^2 - 2(b_1c_1 - b_2c_2)x_0 + (b_1c_1^2 - b_2c_2^2) = 0. \quad (\text{П.6.16})$$

Из полученного выражения (П.6.16) определим дискриминант:

$$D = 4 \cdot (b_1c_1 - b_2c_2)^2 - 4 \cdot (b_1 - b_2)(b_1c_1^2 - b_2c_2^2) = 4b_1b_2(c_1 - c_2)^2. \quad (\text{П.6.17})$$

Далее находим корни уравнения:

$$x_{0,1,2} = \frac{(b_1c_1 - b_2c_2) \pm (c_1 - c_2)\sqrt{b_1b_2}}{b_1 - b_2}. \quad (\text{П.6.18})$$

В результате получаем правило расчета бинарного отношения предпочтения:

$$r_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } c_i \geq c_j, \\ e^{b_1 \cdot \left[\frac{(b_1c_1 - b_2c_2) + (c_1 - c_2) \cdot \sqrt{b_1b_2}}{b_1 - b_2} - c_1 \right]^2} & \text{при } c_i < c_j. \end{cases} \quad (\text{П.6.18})$$

После расчета бинарных отношений предпочтения по обоим критериям определены пересечения этих бинарных отношений предпочтений (F) и взвешенное объединение (Q), что дало возможность определить оценки недоминируемости вариантов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Оценка экономической эффективности газогенераторных ТЭЦ-ДВС

Таблица П.7.1

Исходные данные к расчету эффективности производства
газогенераторных ТЭЦ-ДВС

п/п	Показатель	Значение
1	2	3
1	Заработная плата 1-го работника, тыс.руб./мес.	12
2	Численность ППП, чел.	16
3	Балансовая стоимость основных фондов, тыс. руб.	5000
4	Среднегодовая норма амортизации, %	10
5	Количество изделий, шт./мес.	2
6	Нормативная прибыль, %	20
Стоимость НИОКР, произведенных на опытную установку		
1	Разработка газогенератора, тыс. руб.	500
2	Разработка системы газоочистки, тыс. руб.	0
3	Разработка схемы работы, тыс. руб.	400
	ИТОГО	900
Стоимость производственных и СМР		
1	Изготовление генератора, тыс. руб.	300
2	Изготовление системы газоочистки, тыс. руб.	0
3	Изготовление вспомогательного оборудования, тыс. руб.	400
4	Монтаж оборудования, тыс. руб.	50
5	Испытания и наладка оборудования, тыс. руб.	100
	ИТОГО	1100
НИОКР, необходимые для создания ТЭЦ-ДВС		
1	Разработка системы автоматизации двигателя, тыс. руб.	300
2	Разработка системы автоматизации газогенератора, тыс. руб.	250
3	Разработка системы автоматизации энергоблока в целом, тыс. руб.	220

1	2	3
4	Оптимизация работы СГО, тыс. руб.	0
5	Разработка систем топливоводготовки, топливоподачи и золоудаления, тыс. руб.	300
6	Разработка теплообменников, тыс. руб.	200
7	Разработка итогового комплекта КД, тыс. руб.	500
	ИТОГО	2000
Производственные и СМР, необходимые для создания ТЭЦ-ДВС		
1	Изготовление системы автоматизации двигателя, тыс. руб.	220
2	Изготовление системы автоматизации газогенератора, тыс. руб.	170
3	Изготовление системы автоматизации энергоблока в целом, тыс. руб.	150
4	Изготовление систем топливоподготовки, топливоподачи и золоудаления, тыс. руб.	150
5	Изготовление теплообменников, тыс. руб.	230
	ИТОГО	920

Исходные данные для расчетов эффективности применения
газогенераторных ТЭЦ-ДВС

Показатель	Значение
Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	370
Электрическая мощность, кВт	40
Тепловая мощность, кВт	80
Число часов работы, ч/год	6000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5
Удельные капиталовложения, руб./кВт	12057
Численность персонала, чел.	2
Заработная плата одного работника, руб./мес.	4000
Тариф на электроэнергию, руб./(кВт·ч)	0,85
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	617
Цена топлива, руб./т у.т.	508

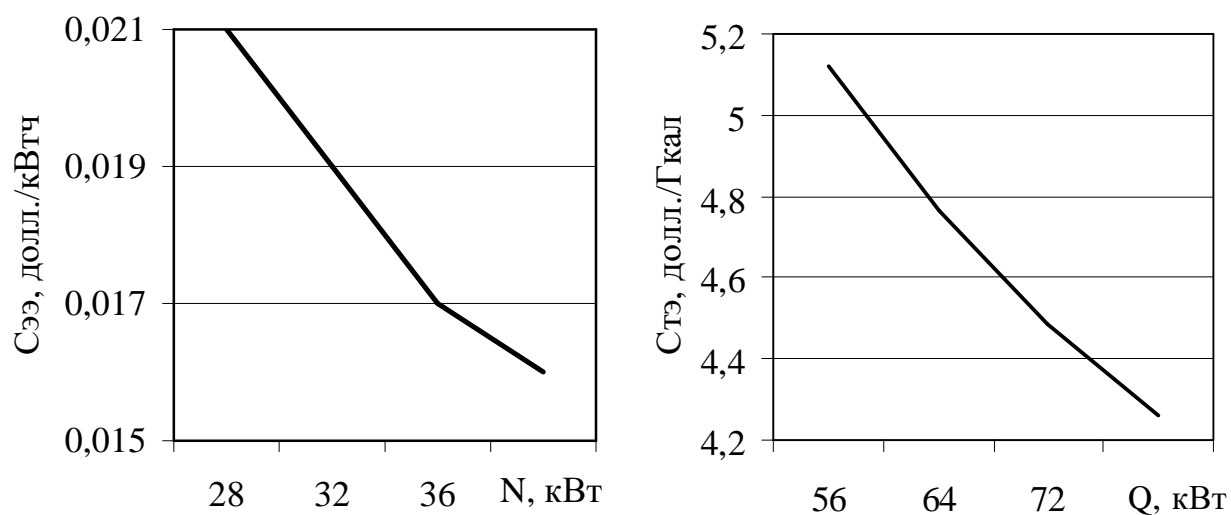


Рис. П.7.1. Зависимость себестоимости электрической (N)
и тепловой (Q) энергии от мощности когенерационной установки

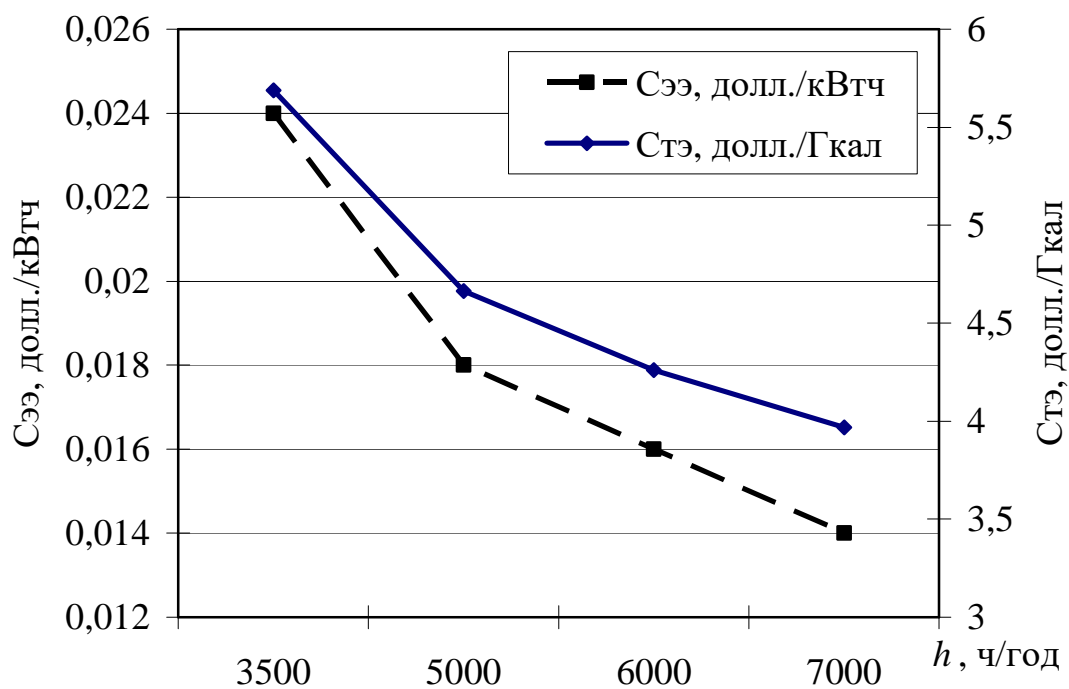


Рис. П.7.2. Зависимость себестоимости электрической ($C_{ээ}$) и тепловой ($C_{тэ}$) энергии от числа часов использования установленной мощности (h)

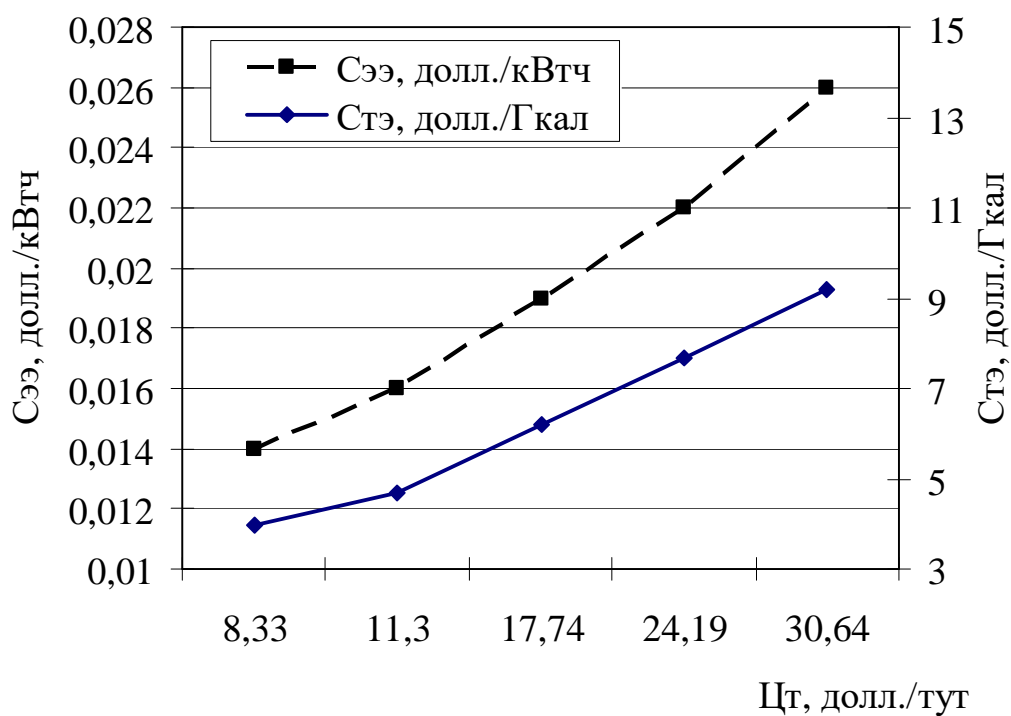


Рис. П.7.3. Зависимость себестоимости электрической и тепловой энергии от стоимости топлива ($\text{Ц}_\text{Т}$)

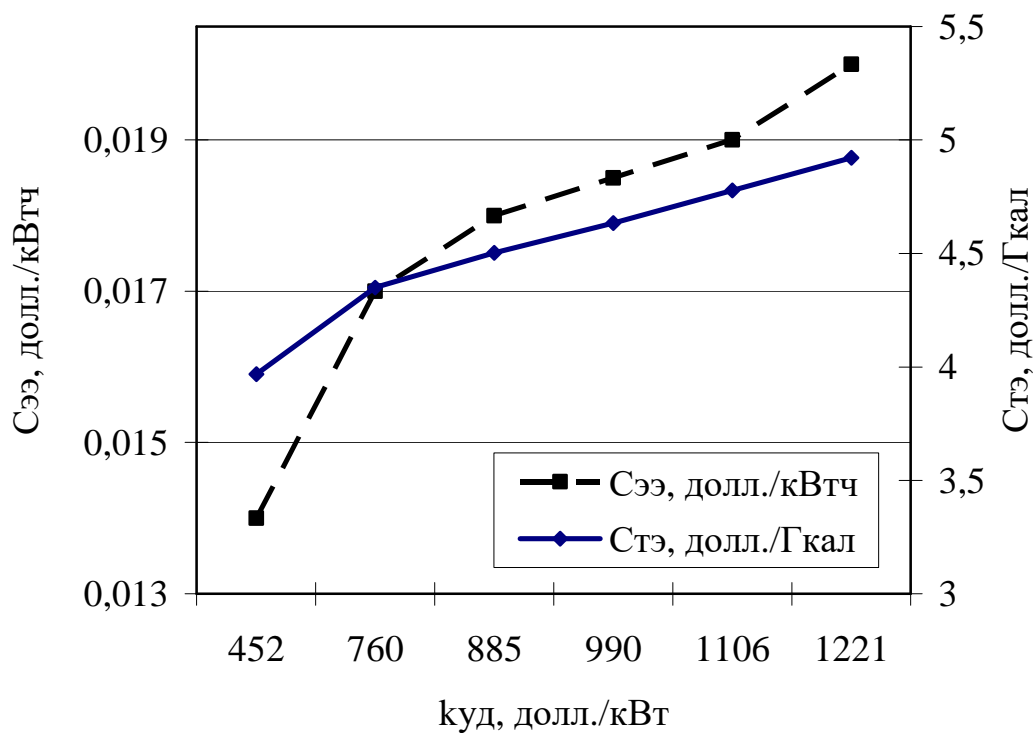


Рис. П.7.4. Зависимость себестоимости электрической и тепловой энергии от удельных капиталовложений ($k_\text{уд}$)

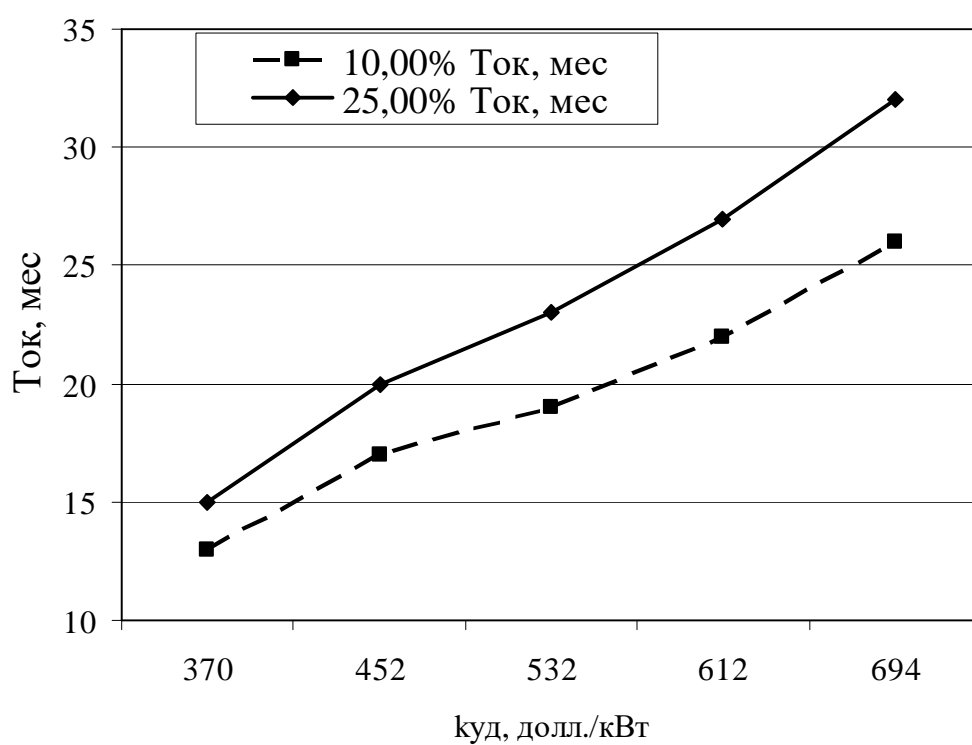


Рис. П.7.5. Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от удельных капиталовложений

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Методика оценки эффективности модернизации

энергетического оборудования

Целью оценки экономической эффективности модернизации энергетического оборудования является определение наилучшего варианта развития по следующим показателям:

- 1) интегральный эффект;
- 2) интегральные затраты;
- 3) срок окупаемости;
- 4) внутренняя норма доходности.

Интегральный эффект рассчитывается по следующим формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{И}} = D_{\text{И}} - Z_{\text{И}}, \quad (\text{П.8.1})$$

$$\mathcal{E}'_{\text{И}} = D'_{\text{И}} - Z'_{\text{И}}, \quad (\text{П.8.2})$$

где $\mathcal{E}_{\text{И}}$, $\mathcal{E}'_{\text{И}}$ – интегральный эффект варианта без модернизации и с модернизацией энергетического оборудования соответственно; $D_{\text{И}}$, $D'_{\text{И}}$ – доход (выручка) от реализации продукции за расчетный период времени; $Z_{\text{И}}$, $Z'_{\text{И}}$ – интегральные затраты за расчетный период времени.

Изменение интегрального эффекта от энергетического оборудования представляет собой разницу между интегральным эффектом варианта с модернизацией и варианта без проведения модернизации:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{И}} = \mathcal{E}'_{\text{И}} - \mathcal{E}_{\text{И}} = (D'_{\text{И}} - Z'_{\text{И}}) - (D_{\text{И}} - Z_{\text{И}}) = \Delta D_{\text{И}} - \Delta Z, \quad (\text{П.8.3})$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{И}}$ – изменение интегрального эффекта от проведения модернизации энергетического оборудования; $\Delta D_{\text{И}}$ – разница доходов вариантов с модернизацией и без модернизации; $\Delta Z_{\text{И}}$ – то же интегральных затрат.

Доход оценивается за расчетный период времени вариантов по следующим формулам:

$$D_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T D_t (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.4})$$

$$D'_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T D'_t (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.5})$$

где D_t, D'_t – доход (выручка) от реализации продукции в момент времени t периода T ; α – норма дисконта; τ – момент приведения доходов и затрат (обычно принимается равным 0); T – расчетный период времени.

Тогда разница доходов вариантов с модернизацией и без модернизации энергетического оборудования:

$$\Delta D_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T (D'_t - D_t) (1 + \alpha)^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T \Delta D_t (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (\text{П.8.6})$$

При проведении модернизации за счет повышения надежности энергоисточника сокращается число часов вынужденного простоя оборудования в момент времени t периода T , таким образом, увеличивается доход от реализации продукции:

$$\Delta D_t = D'_t - D_t = (N'_{ty} t_{t3} h'_{tp} - N_{ty} t_{t3} h_{tp}) + (Q'_t t_{tT} h'_{tp} - Q_t t_{tT} h_{tp}) = \Delta h_{tp} (\Delta N_{ty} \cdot t_{t3} + \Delta Q_t \cdot t_{tT}), \quad (\text{П.8.7})$$

где N'_{ty}, N_{ty} – установленная мощность энергоисточника с модернизацией и без модернизации; Q'_t, Q_t – то же тепловая мощность; t_{t3} – средний тариф на электроэнергию; t_{tT} – средний тариф на тепловую энергию; h'_{tp}, h_{tp} – число часов вынужденного простоя при работе энергетических объектов с модернизацией и без модернизации; Δh_{tp} – изменение числа часов вынужденного простоя в связи с модернизацией; $\Delta N_{ty}, \Delta Q_t$ – изменение электрической установленной и тепловой мощности; Δh_{tp} – изменение числа часов работы.

Интегральные затраты также рассматриваются за весь оставшийся срок эксплуатации энергетического оборудования:

$$З_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T (K_t + И_t + З^{\text{Б}}_t) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.8})$$

$$Z'_И = \sum_{t=0}^T (K'_t + И'_t + Z'^B_t) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.9})$$

где K_t, K'_t – капиталовложения в вариант без модернизации и в вариант с модернизацией соответственно; $И_t, И'_t$ – то же текущие издержки; Z^B_t, Z'^B_t – то же затраты на вывод (демонтаж) энергетического оборудования.

Изменение интегральных затрат:

$$\Delta Z_И = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Delta И_t + \Delta Z^B_t) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.10})$$

где $\Delta K_t = K'_t - K_t$ – капиталовложения в модернизацию энергетического оборудования; $\Delta И_t = И'_t - И_t$ – разница в текущих издержках вариантов с модернизацией и без модернизации; $\Delta Z^B_t = Z'^B_t - Z^B_t$ – разница в затратах на демонтаж.

При модернизации энергетического оборудования текущие издержки изменяются следующим образом:

1) затраты на топливо снижаются, так как уменьшается количество пусков оборудования после неплановых ремонтов:

$$\Delta И_{tT} = И'_{tT} - И_{tT} = Ц_{tT} V'_{tT} - Ц_{tT} V_{tT} = Ц_{tT} \Delta V_{tT}, \quad (\text{П.8.11})$$

где $Ц_{tT}$ – цена тонны условного топлива за период t ; V'_{tT}, V_{tT} – расход топлива за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно; ΔV_{tT} – экономия расхода топлива при модернизации энергетических объектов за период t ;

2) затраты на оплату труда:

$$\Delta И_{tO} = И'_{tO} - И_{tO}, \quad (\text{П.8.12})$$

где $И'_{tO}, И_{tO}$ – затраты на оплату труда за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

3) амортизационные отчисления возрастут:

$$\Delta I_{tA} = I'_{tA} - I_{tA} = n_A K'_t - n_A K_t = n_A \Delta K_t, \quad (\text{П.8.13})$$

где I'_{tA}, I_{tA} – амортизационные отчисления за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно; n_A – средняя норма амортизации энергетических объектов за период t ;

4) затраты на ремонт энергетических объектов снижаются за счет уменьшения количества неплановых ремонтов:

$$\Delta I_{tP} = I'_{tP} - I_{tP}, \quad (\text{П.8.14})$$

где I'_{tP}, I_{tP} – затраты на ремонт за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

5) прочие затраты (общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, в том числе расходы по испытаниям оборудования и др.):

$$\Delta I_{tПР} = I'_{tПР} - I_{tПР}, \quad (\text{П.8.15})$$

где $I'_{tПР}, I_{tПР}$ – прочие затраты за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

В рамках второго блока оценки экономической эффективности модернизации энергетического оборудования проводится оценка изменения интегрального эффекта, текущих издержек и интегральных затрат.

Изменение текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергетического оборудования соответственно составит

$$\Delta I_t = \sum_{t=0}^T (\Pi_{tT} \Delta B_{tT} + n_A \Delta K_t + \Delta I_{tP}) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (\text{П.8.16})$$

$$\Delta Z_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Pi_{tT} \Delta B_{tT} + n_A \Delta K_t + \Delta I_{tP}) (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (\text{П.8.17})$$

Тогда изменение интегрального эффекта, представляющего собой эффект от модернизации энергетического оборудования:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T [\Delta D_t - (\Delta K_t (1 + n_A) + \Pi_{tT} \Delta B_{tT} + \Delta I_{tP})] (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (\text{П.8.18})$$

Изменение интегрального эффекта выступает одним из важнейших критериев при обосновании проекта модернизации энергетического оборудования. Он обеспечивает максимум доходов в долгосрочном плане за расчетный период времени.

При использовании критерия интегрального эффекта может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями. К ним могут относиться: а) задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности; 2) срок окупаемости капиталовложений.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Схемы резервирования тепловых сетей

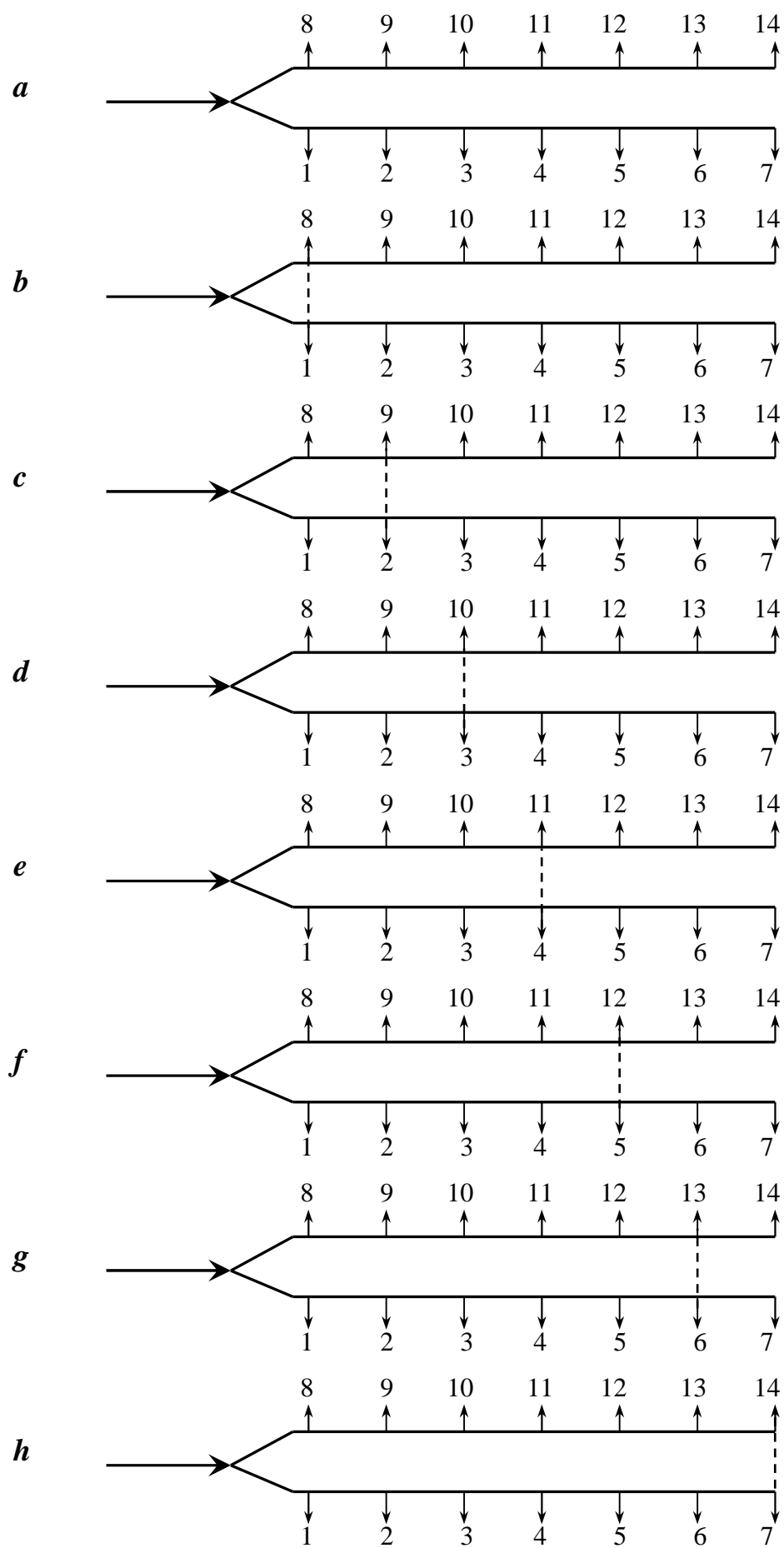


Рис. П.9.1. Схемы резервирования тепловых сетей

Научное издание



Домников Алексей Юрьевич

Домникова Людмила Витальевна

**РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ
В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА**

Монография

Научный редактор: проф., доктор экономических наук М.Я. Ходоровский

Рекомендовано Научно-методическим советом департамента

«Научно-образовательный центр - ИНЖЭК» ФГАОУ ВО УрФУ

ISBN 978-5-8295-0444-2

Разрешено к публикации 25.06.2016

Редактор И.В. Коршунова

Компьютерный набор А.Ю. Домникова

Подписано к печати 20.07.2016 Формат 60×90 ¹/₁₆

Бумага типографская. Печать офсетная.

Уч.-изд. л. 24,7. Усл. печ. л. 24.0

Тираж 300 экз. Заказ 144. Цена «С»

ООО «Издательство УМЦ УПИ»

620002, Екатеринбург, ул. Гагарина, 35/а